

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Применение молекулярных и изотопных параметров газов для контроля разработки многопластовых месторождений Западной Сибири

УДК 622.323.(571.1):543.27

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Измайлова Диляра		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фадеева С.В.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.			

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Зятиков П.Н.

« » _____ 2018г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Измайловой Диляре

Тема работы:

Применение молекулярных и изотопных параметров газов для контроля разработки многопластовых месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1395/с от 01.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и технологической информации Ванкорского и Казанского месторождений, глубинные пробы нефти, пробы пластового газа Ванкорского и Казанского месторождения, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, учебники.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1. Литературный обзор 2. Краткая характеристика района работ 3. Решения задач и методы исследования 4. Результаты исследований 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность Заключение

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Способы разработки многопластовых месторождений. Характеристика факторов влияющих на изотопный состав газа. Методы исследования проб газа и нефти, определение генетического типа флюидов. Выявление закономерности изменения состава и свойств газов как отражения геологического строения месторождения. Социальная ответственность при работе с образцами нефти и газа в химической лаборатории. Экономическая эффективность использования ГРП при разработке многопластовых месторождений.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение 1. Литературный обзор 2. Краткая характеристика района работ 3. Решения задач и методы исследования 4. Результаты исследований 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность Заключение Application of molecular and isotope parameters of gases to control the development of multi-layer fields in Western Siberia	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.02.2018г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фадеева Светлана Васильевна	К.Г.-М.Н.		26.02.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Измайлова Диляра		26.02.2018г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.02.2018	Геологическая характеристика месторождений, факторы влияющие на изотопный состав газа	10
14.03.2018	Генетическая типизация газов, на основе изотопного и компонентного состава	30
30.03.2018	Определение условий формирования залежей	30
04.05.2018	Финансовый менеджмент	10
11.05.2018	Социальная ответственность	10
17.05.2018	Приложение на иностранном языке	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фадеева С.В.	к.г.-м.н.		

Согласовано:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

21.04.01 «Нефтегазовое дело»

	Формулировка результатов
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом

	отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 страниц, 17 рисунков, 20 источников, 10 приложений.

Ключевые слова: газ, нефть, биodeградация, катагенез, хроматомасс-спектрометрия, молекулярные параметры, изотопный состав, пластовый флюид, глубинная проба.

Объектом исследования являются: глубинные пробы газа продуктивных пластов Ванкорского месторождения, устьевые пробы газа из скважин Казанского и Болтного месторождений, геохимические исследования газов, информация о геологическом строении.

Цель работы – выявление закономерностей изменения состава и свойств газов в пределах залежей Ванкорского и Казанского месторождения.

В процессе работы проводились: исследования 15 глубинных проб нефти, 3 пробы пластового газа Ванкорского месторождения. Определен компонентный (67 проб) и изотопный (83 проба, в том числе 27 проб газа с сопредельных территорий) состав газов для Казанского и Болтного месторождений.

В результате исследования были определены параметры компонентный и изотопный состав газа в пластовых и поверхностных условиях. Выполнено обобщение и проанализирован весь полученный материал с учётом результатов предыдущих исследований. Выявлены закономерности изменения состава и свойств пластового флюида в пределах залежи Нх 3-4 для Ванкорского месторождения. Определена история формирования залежи Казанского месторождения, генетическая типизация газов Казанского и Болтного месторождения

Область применения: на начальном этапе разработки месторождения, позволяющем изучить особенности состояния пластовой углеводородной системы, близкого к исходному, которое ещё не сильно нарушено процессами добычи и закачки.

Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки

АКЦ – акустическая цементометрия;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГКИ – газоконденсатные исследования;

ГРР – газонефтяной контакт;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

ДТП – детектор по теплопроводности;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ЛГиПН – лаборатория геохимии и пластовых нефтей;

УПН – установка подготовки нефти;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НМП – нефтематеринская порода;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОАО – газоконденсатные исследования;

ОВ – установка подготовки нефти;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

УВ – углеводород;

ФРГ – Федеральная Республика Германии;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Введение.....	4
1 Литературный обзор	9
1.1 Общие сведения о попутном нефтяном газе	9
1.2 Общие сведения о способах разработки многопластовых месторождений	10
1.3 Факторы влияющие на изотопный состав газа	14
2 Краткая характеристика геологического строения района работ	22
2.1 Геологическое строение Ванкорского месторождения и залежей.....	22
2.2 Геологическое строение Казанского месторождения и залежей	30
3 Решения задач и методы исследования	39
3.1 Изотопный анализ углерода газовых компонентов	39
3.2 Компонентный состав газов.....	40
3.3 Генетическая типизация флюидов.....	42
4 Результаты исследований.....	45
4.1 Закономерности изменения состава и свойств газов как отражение геологического строения и формирование залежей Ванкорского месторождения	45
4.1.1 Возможность прогноза состава и свойств пластового флюида на основе молекулярных и изотопных исследований газов Ванкорского месторождения	45
4.1.2 Залежь пласта НХ 3-4 и влияние биодегградации на состав и свойства пластовой нефти	49
4.2 Особенности состава и свойств флюидов Казанского и Болтного месторождений	60
4.2.1 Результаты компонентного и изотопного состава проб газа.....	60
Заключение	72
Список публикаций.....	75
Список использованной литературы.....	76
Приложение I (обязательное)	79
Приложение II (справочное)	106

Введение

Ресурсная база является основой успешного функционирования любой нефтедобывающей компании. Поэтому восполнение запасов за счёт открытия новых месторождений входит в одну из её главных задач. Нефтедобывающая отрасль России в последние годы совершила значительный рост, в результате которого было не только ликвидировано отставание, но и достигнуто значительное превышение прироста запасов над уровнем добычи нефти. С другой стороны, большинство разрабатываемых месторождений находится на стадии падающей добычи. Кроме того, коэффициент извлечения нефти из залежей существенно ниже, чем за рубежом. Такая ситуация во многом обусловлена недостаточным использованием отечественными компаниями последних достижений мировой науки.

Знание условий формирования залежей нефти и газа весьма важно при планировании ГРП. Отсутствие детальных карт распространения коллекторов и экранов существенно усложняет прогноз латеральной и вертикальной миграции. Проводящая и экранирующая роль разломов в геологии Западной Сибири хорошо известна на многих примерах (Северное, Русское, Ван-Еганское и др.). Их наличие легко выявляется сейсмическими методами, однако прямое доказательство их участия в формировании или разрушении залежей нефти и газа, равно как и наличия вертикальной миграции при отсутствии разломов, можно получить только с использованием методов современной геохимии. С использованием геохимических методов решаются как вопросы региональной геохимии, так и геохимии резервуара.

Региональная геохимия является основным инструментом при оценке перспектив нефтегазоносности территорий (моделирование бассейна с использованием программ Temis, Petromod, Mpath, Trinity и др.). Однако для корректного выполнения расчётов необходим огромный объём исходной аналитической информации, получаемой при исследовании керна: содержание

органического вещества, его тип, степень реализации его нефтегазоматеринского потенциала, кинетические параметры и т.д.

Предметом изучения геохимии резервуара являются пласт, залежь, месторождение. При этом решаются несколько задач:

- уточнение геологического строения, т.е. наличие изолированных блоков, участков гидродинамически не связанных друг с другом;
- уточнение условия формирования залежи;
- обоснование дифференциации состава и свойств пластовых флюидов в пределах залежей;
- определение наличия или отсутствия межпластовых перетоков;
- раздел продукции при совместной эксплуатации пластов.

Геохимия является единственным методом, позволяющим вести разделение продукции при совместной эксплуатации пластов с близкими термобарическими условиями и одинаковыми физико-химическими свойствами нефтей. Геохимические исследования позволяют получать уникальную информацию по составу сложных смесей органических соединений. Это обстоятельство даёт возможность на молекулярном, атомном и изотопном уровнях проводить моделирование поведения нефтяных систем, начиная с момента осадконакопления, генерации, миграции, аккумуляции, и заканчивая процессами разрушения залежей. Поэтому неслучайно все ведущие мировые нефтегазовые компании имеют крупные геохимические центры или подобные исследования поручают различным сервисным службам.

Проблематика:

На многопластовых месторождениях до 40-х гг. каждый продуктивный пласт обычно служил объектом разработки — базисным или возвратным. При внедрении заводнения, позволяющего управлять процессом разработки, стало правилом на многопластовых месторождениях выделять не только однопластовые эксплуатационные объекты, но и объекты, состоящие из двух, трех и более пластов.

Решение вопроса о рациональном группировании пластов в эксплуатационные объекты на многопластовом месторождении связано с определенными трудностями, так как во многих случаях оно может быть многозначным. В то же время каждое решение имеет положительные и отрицательные моменты. Так решение о выделении минимального количества объектов (т. е. о расчленении на крупные многопластовые объекты) позволяет разрабатывать месторождение меньшим количеством скважин и тем самым обеспечивать весомую экономию капитальных вложений на разработку. Однако при этом суммарная продуктивность объекта оказывается существенно меньшей, чем сумма значений продуктивности пластов при их отдельной разработке: резко затрудняется управление процессом разработки. Это может приводить к недостаточному использованию возможностей месторождения в отношении уровней годовой добычи нефти и нефтеотдачи.

Другой проблемой является разработка нефтяных месторождений с газовыми шапками. Зачастую разработка данных месторождений сопряжена со многими дополнительными особенностями. При добыче нефти из залежей с газовыми шапками в результате прорыва свободного газа происходит увеличение рабочего газового фактора. Газ газовой шапки в пластовых условиях содержит в себе в паровой фазе жидкие углеводороды (конденсат), которые в процессе добычи за счет изменения термобарических условий переходят (конденсируются) из газовой фазы в жидкую. Выделившийся в призабойной зоне, стволе скважины и в системе УПН конденсат смешивается с нефтью и направляется в товарный парк.

Отсутствие на нефтегазоконденсатных месторождениях отдельного учета добычи нефти, конденсата, растворенного газа и газа газовой шапки приводит к таким существенным проблемам, как некорректный учет добываемой продукции, и соответственно некорректное списание запасов углеводородов с баланса, которые могут влечь за собой различного рода санкции со стороны контролирующих органов.

Актуальность работы:

Проблема происхождения нефтей и газов (установление материнской породы, условий формирования залежей) является ключевой в нефтяной геологии и разработки месторождений. Правильное понимание многостадийного механизма процессов, начиная от условий осадконакопления нефтематеринской породы (НМП), термической эволюции содержащегося в ней органического вещества (ОВ), механизма, направления и расстояния миграции и заканчивая преобразованием углеводородов в залежи (вплоть до ее разрушения), позволяет существенно снизить риски и оптимизировать технологию поиска и разведки, а также **последующей разработки месторождения**. Однако даже в хорошо изученных районах, где открыты миллиардные запасы и добыты сотни миллионов тонн нефти, на эти вопросы не всегда получены удовлетворительные ответы. Ярким примером служит Западная Сибирь.

Актуальность данной работы состоит в следующем: предложенный набор молекулярных и изотопных параметров позволяет однозначно относить пластовый флюид к определенному генетическому типу, проводить корреляции с соответствующими НМП региона, устанавливать и уточнять закономерности распространения, а также условия и наиболее вероятные механизмы образования залежей УВ различной природы, оценивать вклад НМП в формирование нефтегазоносности региона, в отличие от других методов исследований. Выявленные молекулярные параметры могут быть использованы для установления межпластовых перетоков при испытании скважин, для выявления проводящих разломов, раздел продукции при совместной эксплуатации пластов и тем самым корректировать и оптимизировать режимы/схемы разработки, с конечной целью увеличить КИН.

Объектом исследования являются пробы попутного газа из многопластовых месторождений Западной Сибири.

Методы исследования:

- Определение компонентного состава углеводородных газов методом газовой хроматографии;
- Определение изотопного состава углерода газовых компонентов методом изотопной масс-спектрометрии.

Цели данной работы:

- На основе особенностей молекулярного и изотопного состава газов выявить генетические типы попутных нефтяных газов многопластовых месторождений Западной Сибири.
- Определение закономерностей изменения состава и свойств газов, в пределах залежей месторождения.
- Определение влияния биodeградации на состав и свойства пластового флюида.
- Определение условия формирования залежей.

В связи с поставленной целью выдвинуты следующие задачи:

- проведение геохимических исследований проб газа, полученных при разгазировании глубинных проб пластовых нефтей изучаемых месторождений;
- обобщение результатов исследований настоящей работы совместно с результатами, полученными в рамках предыдущих исследований, выявление закономерностей изменения состава и свойств газов, а также обоснование этих изменений.

Защищаемое положение:

Набор выявленных молекулярных и изотопных параметров газов, устанавливающий принадлежность пластового флюида к определенному генетическому типу, позволяет однозначно установить закономерности распространения нефтей и газов различных типов, а также уточнить условия формирования залежей УВ различной природы.

1 Литературный обзор

1.1 Общие сведения о попутном нефтяном газе

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — смесь различных газообразных углеводородов, растворенных в нефти; выделяющихся в процессе добычи и подготовки нефти. К нефтяным газам также относят газы, выделяющиеся в процессах термической переработки нефти (крекинга, риформинга, гидроочистки и др.), состоящие из предельных и непредельных (метана, этилена) углеводородов. Нефтяные газы применяют как топливо и для получения различных химических веществ. Из нефтяных газов путём химической переработки получают пропилен, бутилены, бутадиен и др., которые используют в производстве пластмасс и каучуков.

Попутный нефтяной газ является побочным продуктом нефтедобычи, получаемым в процессе сепарации нефти.

Попутный нефтяной газ — смесь газов, выделяющаяся из нефти, состоящая из метана, этана, пропана, бутана и изобутана, содержащая растворенные в ней высокомолекулярные жидкости (от пентанов и выше) и различного состава и фазового состояния.

ПНГ является ценным углеводородным компонентом, выделяющимся из добываемых, транспортируемых и перерабатываемых содержащих углеводороды минералов на всех стадиях инвестиционного цикла жизни до реализации готовых продуктов конечному потребителю. Таким образом, особенностью происхождения нефтяного попутного газа является то, что он выделяется из нефти на любой из стадий от разведки и добычи до конечной реализации, также как и в процессе нефтепереработки.

Получают ПНГ путём сепарирования от нефти в многоступенчатых сепараторах. Давление на ступенях сепарации значительно отличается и составляет 16—30 бар на первой ступени и до 1,5—4,0 бар на последней.

Давление и температура получаемого ПНГ определяется технологией сепарирования смеси вода—нефть—газ, поступающей со скважины.

Специфической особенностью ПНГ является переменный расход получаемого газа, от 100 до 5000 $\text{м}^3/\text{час}$. Содержание углеводородов C_3+ может изменяться в диапазоне от 100 до 600 $\text{г}/\text{м}^3$. При этом состав и количество ПНГ не является величиной постоянной. Возможны как сезонные, так и разовые колебания (нормальное изменение значений до 15 %).

Газ первой ступени сепарации, как правило, высокого давления и легко находит свое применение - отправляется непосредственно на газоперерабатывающий завод, используется в энергетике или химической конверсии. Значительные трудности возникают при попытках использовать газ с давлением менее 5 бар. До недавнего времени такой газ в подавляющем большинстве случаев просто сжигался на факелах, однако, сейчас ввиду изменений политики государства в области утилизации ПНГ и ряда других факторов ситуация значительно изменяется. В соответствии с Постановлением Правительства России от 8 января 2009 г. № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» был установлен целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа в размере не более 5 процентов от объема добытого попутного нефтяного газа. В настоящий момент объемы добываемого, утилизируемого и сжигаемого ПНГ невозможно оценить в связи с отсутствием на многих месторождениях узлов учета газа. Но по приблизительным оценкам это порядка 25 млрд м^3 .

1.2 Общие сведения о способах разработки многопластовых месторождений

В практике разработки нефтяных месторождений часто встречаются случаи, когда необходимо или возможно разрабатывать одной скважиной более одного объекта. При этом возможны варианты, когда это вызвано

технологическими или экономическими причинами - невозможностью или дороговизной бурения новых скважин в этом районе, необходимостью подключения в этой скважине пласта, который нерентабельно эксплуатировать отдельными скважинами и т.д. Таким образом, целью объединения пластов является снижение затрат на вовлечение запасов при строительстве и эксплуатации скважин и обустройстве месторождения.

Для того чтобы пласты можно было объединять в один объект разработки, они должны удовлетворять следующим требованиям:

- 1) геолого-физические параметры объединяемых пластов не должны существенно отличаться, ВНК в плане должны преимущественно совпадать;
- 2) углеводороды должны находиться в одном фазовом состоянии (пласты с газовой шапкой и без – объединять не рекомендуется);
- 3) пласты должны работать на сходных режимах. Например, нецелесообразно объединять пласты, один из которых «работает» на режиме растворенного газа, а второй – на упруговодонапорном;
- 4) физико-химические свойства нефти и газа должны быть близки. Например, пласты с существенно различающимися вязкостями нефти лучше не объединять. Не объединяют также и пласты с резким различием в содержании сероводорода в нефти и т.д.
- 5) гидродинамический фактор – т.е. должна сохраняться возможность контроля разработки по всем пластам и регулирование процесса разработки;
- 6) технологические факторы – т.е. существующее оборудование должно обеспечивать возможность эксплуатации нескольких пластов.

Следует сразу заметить, что объединение пластов в один объект, может привести к снижению нефтеотдачи. Это вызвано усложнением контроля и управления выработкой запасов многопластового объекта, а также потерями нефти из-за возможных межпластовых перетоков в скважине при ее остановке.

Схожесть тех или иных параметров достаточно субъективный фактор. Однако существуют методики, основанные на опыте разработки подобных

месторождений, которые позволяют избежать грубых ошибок в решении вопроса об объединении пластов в один объект.

При недостаточном объеме информации о пластах принимать решение об их объединении опасно.

Известен способ разработки многопластовых нефтяных месторождений, при котором каждый пласт выделяется в самостоятельный объект разработки с индивидуальной сеткой добывающих и нагнетательных. В такой системе эффективность извлечения нефти зависит от параметров залежи нефти. При больших эффективных нефтенасыщенных толщинах, значительной проницаемости и нефтенасыщенности, а также при малой вязкости нефти достигается высокий коэффициент извлечения нефти (КИН).

Недостатком этого способа является низкая эффективность выработки запасов при малых нефтенасыщенных толщинах, поскольку в таких условиях по экономическим соображениям нельзя использовать плотную сетку скважин. Если сетка скважин с малой плотностью используется на залежах с низкой проницаемостью и нефтенасыщенностью, а также с высокой вязкостью нефти, то КИН будет невысоким. Кроме того, чрезмерное увеличение общего числа скважин приводит к увеличению капитальных затрат.

Другим способом разработки многопластовых месторождений, при котором несколько залежей нефти объединяются в одном объекте разработки. При таком подходе можно использовать сетку скважин с высокой плотностью и достичь хорошего КИН, но только на залежах с лучшими параметрами пластов и пластовых флюидов.

Недостатком этого способа являются большие сложности с регулированием процесса разработки, вследствие чего для достижения удовлетворительной нефтеотдачи приходится добывать много попутной воды. Кроме того, этот способ практически невозможно реализовать при значительной разнице в глубинах залегания залежей из-за проблем создания необходимых депрессий в добывающих скважинах.

Следующим способом разработки многопластовых нефтяных месторождений, при котором самостоятельные сетки скважин бурятся на относительно лучшие объекты разработки с самыми высокими нефтенасыщенными толщами. Залежи с низким качеством запасов (небольшая средняя нефтенасыщенная толщина, низкие проницаемость и нефтенасыщенность коллектора) разрабатываются как объекты возврата за счет перевода высокообводненных скважин с нижезалегающих лучших объектов.

Вследствие такой последовательности достигается хорошая нефтеотдача на залежах с худшими параметрами благодаря использованию плотной сетки скважин хорошего объекта разработки.

Недостатком этого способа является длительная (на десятилетия) консервация запасов с худшим качеством. При больших сроках разработки основного объекта и объекта возврата значительная часть скважин из-за аварий, износа и коррозии будет ликвидирована на объекте возврата, поэтому в реальных условиях плотность сетки скважин на объекте возврата существенно меньше, чем на основном объекте. Кроме того, на основном объекте скважины обводняются через разные сроки после ввода в эксплуатацию. Вследствие разновременности ввода скважин в эксплуатацию на объекте возврата затрудняется регулирование вытеснения нефти, а КИН снижается. Именно поэтому на объекте возврата невозможно получить высокую нефтеотдачу.

Также известен способ разработки многопластовых месторождений, по которому осуществляют объединение всех нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект с общей сеткой добывающих и нагнетательных скважин.

Однако следствием объединения нефтяных пластов является увеличение неравномерности вытеснения нефти агентом в добывающие скважины и, соответственно, уменьшение средней доли нефти в суммарном отборе жидкости.

В результате при оптимизации плотности сетки скважин минимально рентабельным окажется такое количество скважин, при котором не будет

достигаться высокая нефтеотдача. Кроме того, при больших различиях в глубинах залегания продуктивных пластов объединение в один объект большого количества залежей практически невозможно из-за отсутствия реальной возможности оптимизации депрессий и репрессий на пласт, а также вследствие громадных проблем с текущим и капитальным ремонтом скважин.

1.3 Факторы влияющие на изотопный состав газа

Всем известно, что основным слагающим компонентом органических соединений является углерод. Он относится к числу легких элементов и образует легкоподвижные соединения, такие как CO_2 , CH_4 , карбонат-ион и т.п. Подвижность, интенсивный круговорот в геосферах, участие в многообразных химических превращениях – отличительная черта углерода, которая делает его геохимическую историю чрезвычайно насыщенной и создает благоприятные предпосылки для разделения изотопов в естественных условиях[4].

Как известно, каждый элемент периодической системы Д.И. Менделеева имеет несколько изотопов. Изотопами называются разновидности одного и того же химического элемента, близкие по своим физико-химическим свойствам, но отличающиеся атомным весом. [16].(Изотопы-атомы, в ядрах которых содержится одинаковое количество протонов, но разное количество нейтронов[16]). Для углерода известно шесть изотопов: C_6^{10} , C_6^{11} , C_6^{12} , C_6^{13} , C_6^{14} , C_6^{15} . Из них четыре радиоактивны, стабильны два - C_6^{12} , C_6^{13} .

Проявление термодинамически упорядоченного распределения изотопов, свойственного биологическим объектам, в геологических условиях имеет важное значение в геохимической практике. Биогенные соединения несут своеобразную изотопную метку – характерное распределение изотопов углерода. Оно сохраняется и тогда, когда организм отмирает и биогенные молекулы, попавшие в среду осадка, изменяясь с течением геологического времени, по средствам химических превращений преобразуются, теряя первоначальный химический облик.

Изотопный обмен сопровождает каждую стадию образования конечных полезных ископаемых в равновесных и неравновесных условиях. Поэтому, исследование изотопных отношений так важно для изучения генезиса нефти и газа, с его помощью можно определить тип исходной биомассы, условия, при которых образовывался пластовый флюид, миграции и т.п. Таким образом, основными факторами, определяющими изотопный состав являются:

- 1) Тип исходного органического вещества.
- 2) Условия фоссилизации.
- 3) Условия миграции.
- 4) Условия залегания.

Поэтому для определения генезиса нефти и газа с помощью изучения их изотопного состава, необходимо детально рассмотреть этапы образования и изотопного фракционирования начиная от жизни растения до конечного преобразования его в горючие полезные ископаемые.

Биологическое фракционирование изотопов, как было указано выше, зависит как от внутренних, так и от внешних условий. Среда играет наиболее важную роль в формировании изотопного состава растения. Во-первых, растение обогащается легким изотопом при освещении, т.е. значительное влияние оказывает продолжительность светового дня. Во-вторых, помимо биологического фракционирования, протекают процессы неорганического цикла обмена углерода в геосферах Земли: гидросфере, атмосфере, т.е. важен изотопный состав среды, в которой находится растение. Немаловажным фактором является температура жизнедеятельности организма, так, растения арктической зоны в меньшей степени обогащены легким в отличие от тропической растительности.

Физико-химическая трансформация ОВ, протекающая в период геологического развития осадочных бассейнов, контролируется биологической активностью на ранней стадии, а затем температурой и давлением. Основные стадии эволюции ОВ: диагенез, катагенез, метагенез и метаморфизм.

В органическом материале, заключенном в осадке, также происходят изменения, приближающие его к равновесному состоянию. Первичные биополимеры (белки, углеводы) разрушаются микробами уже в процессе осаждения и раннего диагенеза. Слагающие их компоненты затем постепенно включаются в новые поликондесированные структуры (геополимеры - гуминовые и фульвокислоты) – предшественники керогена. Наиболее важным УВ, образующимся при диагенезе, является метан, генерация которого протекает на более глубоких стадиях диагенеза. Кроме того, за счет ОВ в течение более поздних стадий в диагенезе продуцируется CO_2 , H_2O и некоторые количества тяжелых соединений с гетероатомной структурой. К концу диагенеза ОВ представлено главным образом керагеном.

Важнейшим фактором формирования изотопного состава нефти и газа является тип исходного керогена и условия его образования.

Выделены четыре крайних типа условий осадконакопления, в результате которых образуются различные типы керогена.

К первому типу относят ОВ образующееся в условиях восстановительной обстановки и отсутствием минерального скелета у планктона. Такие условия приводит к образованию керогенов и соответственно нефтей наиболее легкого изотопного состава.

Второй тип ОВ также формируется с участием бесскелетных форм организмов, но в окислительной обстановке. Окислительные условия приводят к глубокой химической перестройке исходных компонентов, в ходе которой они обогащаются тяжелым изотопом C^{13} . Поэтому кероген и нефти, образованные в ходе дальнейших преобразований, имеют более тяжелый изотопный состав, причем чаще всего нефти представлены конденсатами и кондесатопоподобными структурами.

Третий тип, образуется в восстановительной обстановке при участии скелетных форм микроорганизмов. Подобные условия приводят к формированию обогащенного тяжелым изотопом керогена и нефтей этого типа,

за счет существенного вклада белково-углеводного комплекса в их образовании.

Четвертый тип ОВ формируется также в присутствии скелетных форм в окислительной обстановке. Исходная биомасса интенсивно окисляется. Но минеральный скелет выполняет защитную функцию, белково-углеродная сохраняется в значительной степени, в результате чего формируется ОВ наиболее обогащенное тяжелым изотопом.

Выделяют основные фракции нефти: парафино – нафтеновую, ароматическую, смолистую и асфальтовую. Изотопный состав их неодинаков, а общий изотопный состав нефти определяется средней величиной всех фракций. Как говорилось выше, не для всех нефтей распределение изотопов одинаково, но в целом, наблюдаются следующие тенденции при определении изотопного состава отдельных нефтяных фракций.

Наиболее изотопнолегкая парафино – нафтеновая. Судя из названия, ее составляют парафины (алканы) нормального и изостроения, и нафтены – циклические алканы. Изотопный состав их также различен. Так, наиболее «легкими» являются алканы нормального строения, чуть более обогащены тяжелым изотопом нафтены, самыми «тяжелыми» являются изопарафины.

Ароматические УВ относительно обогащены тяжелым изотопом углерода, причем существует тенденция к увеличению содержания изотопа C^{13} с увеличением молекулярной массы соединений.

Асфальтово-смолистые вещества представляют собой структуры нерегулярного строения и относятся к числу неуглеводородных соединений. Между изотопным составом смол и асфальтенов существует связь, которая указывает на схожую природу их происхождения, а именно последовательная конденсация УВ структур[2]. Углерод смол и асфальтов тяжелее углерода соответствующих нефтей. По изотопному составу смолы приближаются к ароматическим компонентам нефтей, что, в общем, согласуется с ароматическим характером смол.

Помимо фракционирования на стадиях литогенеза с погружением ОВ, на изотопный состав конечной добываемой нефти также влияют и другие факторы – миграция, аккумуляция нефти и биodeградация. Без знаний изменения изотопного состава на данных стадиях, невозможно цело и правильно определить историю образования залежи.

Миграция - передвижение углеводородов из материнской породы до места их аккумуляции (формирования залежей нефти и/или газа). Этот процесс соединяет источник и возможную зону аккумуляции. Необходимое условие для протекания процесса миграции: наличие порового пространства, по которому углеводороды могут перемещаться (сообщающиеся незамкнутые поры).

Типы миграции:

1. Латеральная - перемещение УВ по пласту. Миграция нефти и газа по региональному подъему пластов большой протяженности приводит при определенных условиях к закономерному распределению залежей нефти и газа. Чем дальше от очага нефтегенерации, тем меньше шансов встретить газ. Ближе к очагу газогенерации больше газа, дальше от него нефть.

2. Вертикальная - перемещение УВ перпендикулярно напластованию (при условии горизонтального залегания), всегда вертикальна. Происходит вкrest напластования отложений по разрывам или трещиноватым зонам до достижения породы - коллектора, перекрывающегося хорошей крышкой.

Этапы миграции:

1. Первичная миграция - перемещение флюидов внутри нефтематеринской толщи.

Проявления миграции:

- 1) В виде водных молекулярных и мицеллярных растворов.
- 2) В самостоятельной жидкой непрерывной фазе.
- 3) В виде газовой фазы.
- 4) Диффузия.

В результате первичной миграции УВ скапливаются у верхней границы нефтематеринской породы.

2. Эмиграция - переход флюидов из материнской породы в перекрывающие отложения.

3. Вторичная миграция - перемещение флюидов по породам на пути к месту аккумуляции (ловушка). Может осуществляться в водорастворенном состоянии с потоком воды под действием градиентов напоров и в свободном состоянии.

Дальность вторичной латеральной миграции: для нефти - 20-40 км, максимальная - до 150 км. Для газа - рассматривается только в случае растворенного газа. Для него больше характерна вертикальная миграция, дальность которой контролируется длиной зоны разломов, либо мощности проницаемых зон.

Результат вторичной миграции - аккумуляция УВ в ловушке. Но иногда аккумуляции не происходит, и начинается следующий этап.

4. Третичная миграция - перемещение флюидов в результате переформирования залежей. Чаще всего это связано со структурными перестройками в осадочном бассейне. Этот этап бывает не всегда. Если он все таки был, то залежи разрушаются, перемещаются.

Потери при миграции УВ: при перемещении от материнской породы до зоны аккумуляции теряется до 80% объема УВ, больше всего (больше половины) их теряется на стадии вторичной миграции. Часть УВ уходят в неkomмерческие залежи. И только 10-20% сгенерированных УВ достигает зоны аккумуляции.

По итогам миграции нефть представляет собой сложную систему растворенных друг в друге органических компонентов. Изотопный состав ее будет определяться средним изотопным составом всех соединений. Легче мигрируют легкие компоненты парафины и ароматические составляющие, поэтому в ходе этих процессов нефть «облегчается», т.к. теряются изотопнотяжелые асфальто-смолистые фракции.

В процессе накопления нефти в породе – коллекторе, изменения изотопного состава углерода происходят за счет фракционирования в смеси газ-

нефть, причем газы обычно содержат на 11-22% меньше тяжелого изотопа C^{13} , и характеризуются более широким диапазоном вариаций изотопного состава.

Под термином биodeградация понимают разложение сложных веществ, компонентов нефти в результате жизнедеятельности живых организмов. Влияние процесса биodeградации в условиях залежи на состав и свойства нефти хорошо известно и многократно описывалось на примере многих месторождений, кроме того биodeградация изучалась на основе многочисленных лабораторных экспериментов. Биodeградация углеводородов, и в результате снижение качества нефти, является общим явлением в резервуарах с температурой ниже, чем 80°C. Биodeградирующие организмы имеют определенный порядок в предпочтении тех соединений, которые они удаляют из нефтей и газов. Прогрессивная деградация нефтей, с постепенным удалением сначала насыщенных углеводородов, приводит к увеличению концентрации тяжелых полярных соединений и асфальтенов в остаточной нефти. Несмотря на различные бактериальные типы и обстановки резервуара, есть некоторое влияние на порядок удаления соединений, описанный общий тренд порядка предпочтения, неразветвленные n-алканы, как правило, подвергаются нападению до разветвленных насыщенных (например, изопреноидов), циклических насыщенных и ароматических углеводородов. Соответственно удалению соединений протекает обогащение тяжелым изотопом нефти.

Наиболее устойчивыми к биodeградации среди идентифицируемых нефтяных компонентов считаются некоторые группы биомаркеров – диастераны, триароматические стероиды и порфирины

Принято считать, что микроорганизмы в пласте активно живут в водной среде, а сам процесс биodeградации протекает на водонефтяном контакте (ВНК). Однако пластовая микрофлора обнаруживается и выше зоны ВНК, поэтому уже не раз предполагалась возможность биodeградации по всей высоте нефтяной залежи [14]. Предполагается, что остаточная вода, сорбированная минеральной матрицей породы, является вполне достаточной для

жизни деятельности микроорганизмов. Тем не менее, стоит учитывать, что численность и активность микроорганизмов в данных условиях несопоставима с их деятельностью на ВНК и должна значительно снижаться по мере удаления от ВНК.

2 Краткая характеристика геологического строения района работ

2.1 Геологическое строение Ванкорского месторождения и залежей

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине Вн-11 забой находится в вымских отложениях средней юры.

Меловая система (Нижний мел - K_1)

Нижнехетская свита (K_{1nch}). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алевроито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды косой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, шарики глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания.

Возраст свиты берриас – ранний валанжин.

Мощность свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м.

Суходудинская свита (K_{1sd}) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-

алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолининовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наложения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита.

Мощность отложений в скважине СВн-1 достигает 601 м.

Возраст свиты ранний валанжин – ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и споро-пыльцовому комплексу.

Малохетская свита (K₁msch) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые.

Толщина свиты меняется от 145 м (скважина Вн-4) до 200 м (скважина СВн-4).

Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Раннеготеривский-раннеаптский возраст определяется на основании споро-пыльцового комплекса.

Яковлевская свита (K_{jak}) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого, до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержанны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

В отложениях яковлевской свиты обнаружены редкие находки макро и микрофауны и споро-пыльцовый комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород.

Мощность яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8).

Меловая система (Нижний-верхний отделы - K_{1-2})

Долганская свита (K_{1-2dl}) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков.

Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевроитистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-

полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоек углей, обломков древесины, галек глин.

Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альб-сеноманский возраст пород определен по споро-пыльцевому комплексу.

Мощность свиты составляет 233-271 м.

Меловая система (Верхний отдел - K₂)

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Четвертичная система – Q

Континентальные отложения, залегающие на размытой поверхности мезозойских отложений. Представлены песками, супесями, суглинками серого, светло-серого цвета с желтоватым оттенком, с многочисленными включениями гальки, гравия, валунов изверженных пород и кварцитов.

Мощность отложений не превышает 150 м.

Тектоника

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мега-террасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы.

В пределах Большехетской мегатеррасы выделяется Сузунское, и Лодочное валообразные поднятия. Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой -980 м, имеет длину 28,3 км, и ширину 8,8-14,9 км, соотношение длинной и короткой осей 3,2-1,9. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км².

Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится 4 мелких брахиантклинали амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,3-5,4. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а Северный – 20 м и 45,5 км², соответственно.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7-18,1 км. Соотношение длинной и короткой осей 1,8-2,7. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км², а Северный - 25 м и 41,5 км², соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м. Данные разломы отчетливо видны на сейсмических профилях.

Нефтегазоносность

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи – Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи – Сд-IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь – Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и ниже-хетской свитам.

Месторождения аналоги

а) литология

Отложения нижнехетской свиты (K₁nch) Ванкорского, Сузунского, Тагульского месторождений залегают на отложениях верхней юры. Свита

сложена, преимущественно, алевритовыми и алевропелитовыми отложениями мелководного шельфа на Ванкорском месторождении неравномерно известковистыми, содержащими линзовидные прослои алевропесчаных отложений регрессивного типа. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды косой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, шарики глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания.

Подобную схожесть в геологическом строении имеют пласты сортымской свиты нижнего отдела меловой системы БП₉ – БП₁₄ Тарасовского месторождения, представленные неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с прослоями и линзами карбонатных пород. Коллекторами горизонта являются песчаники мелко-, среднезернистые алевритистые и алевролиты крупнозернистые серые и буровато-серые, однородные или слоистые. Слоистость обусловлена параллельной ориентировкой слюды и углисто-глинистого материала и скоплением их по плоскостям наслоения. Наиболее характерны горизонтальная, волнистая, косая слоистости, местами нарушенные ходами илоедов.

Возраст перечисленных свит берриас–ранний валанжин. Мощность свиты в скважине Вн-11 Ванкорского месторождения составляет 454 м, в пределах Сузунского месторождения меняется от 141 м (Сз-2) до 181 м (Сз-10). Толщина горизонта БП₁₀₋₁₁ Тарасовского месторождения изменяется в среднем по площади от 94 (скважина 1162) до 115 м (скважина 1152).

Яковлевская свита (K_{1jak}) Ванкорского, Сузунского, Тагульского месторождений залегает на отложениях малохетской свиты.

На месторождениях аналогах прослеживаются три подсвиты, отличающиеся по генезису:

Нижняя – прибрежно-континентального (субконтинентального) генезиса, представленная переслаиванием песчаников и глинисто-алевритовых

пород, мощность которых 20-50 м. Песчаники, преимущественно, авандельтового комплекса, глинисто-алевритовые породы – отложения надводных равнин маршевого типа;

средняя – угленосная, континентального генезиса;

верхняя – песчано-глинистые отложения надводной равнины дельтового комплекса.

Отложения надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобные глины, углистые рас-сланцованные аргиллиты, алевролиты, слаболитифицированные песчаники (практически пески), содержащие прослои углей, сидеритовых песчаников, гальку кремнистых и магматических пород, почвенные горизонты. Присутствуют алевро-песчаные отложения дельтового комплекса с более однородным составом песчаной фракции (лучшей сортировкой), типом слоистости (крупная косая таблитчатая), повышенным содержанием карбонатного материала – до прослоев известковых песчаников и известняков. В породе встречаются глинистые окатыши (глинистая галька). Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого, до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержанны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Мощность отдельных пачек и пластов меняется от 4-5 до 20-30 м. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто- алевритовых пачек.

В отложениях яковлевской свиты приведенных месторождений обнаружены редкие находки макро и микрофауны и споро-пыльцовый комплекс, указывающий на среднеаптский-среднеальбский возраст вмещающих пород.

Подобную схожесть в геологическом строении имеют отложения покурской свиты (апт-альб-сеноман) пласта ПК₁₈ Комсомольского месторождения, которые сложены переслаивающимися пестроцветными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, песками, глинами аллювиально-дельтовой фации. Среди песчаников преобладают мелко- и среднезернистые

разности. Слоистость горизонтальная, полого-волнистая, линзовидная. Для отложений в целом характерны быстрая фациальная изменчивость, обилие в породах обуглившегося растительного детрита, линзочек и маломощных прослоев угля, желваков сидерита.

Мощность яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8) на Ванкорском месторождении, на Сузунском от 517 м (скважина Сз-13) до 654 м (скважина Сз-22).

б) Тектоника и общий структурный план

Согласно районированию рассматриваемая территория Ванкорского и Сузунского месторождений находится в пределах Болшехетской структурной мегатерассы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север.

По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами сбросового типа, смещение по которым не превышает 10 м.

Схожесть в тектоническом строении пласта Як-III-IV Ванкорского месторождения имеет пласт ПК₁₈ Комсомольского месторождения.

Центральное поднятие Комсомольского месторождения, осложненное на юге структурным носом, протягивается практически через всю площадь и имеет северо-западное простирание. На протяжении всего периода тектонического развития целевых горизонтов Комсомольского месторождения отмечается рост Комсомольского поднятия, особенно интенсивно с конца верхнего мела и до самого позднего времени, включая олигоцен. Время начала активизации сдвиговой тектоники предположительно связано с концом нижнего мела, так как до этого уровня прослеживаются отдельные нарушения на площади исследований.

Характер тектонического строения пласта БП10-11 Тарасовского месторождения очень похож на нижнехетские пласты Ванкорского месторождения.

Тарасовское месторождение расположено в пределах Верхне-Пурского крупного вала. Вал входит в состав Варьеганско-Пурпейской зоны линейных структур и находится в районе сочленения последней с Восточно-Варьеганско-Пурским поясом мегапрогибов. Свод структуры БП₁₀₋₁₁ осложнен тремя небольшими куполами, пересеченными системой тектонических нарушений северо-восточного простирания.

2.2 Геологическое строение Казанского месторождения и залежей

Горизонт Ф2 - кровля доюрских образований

В пределах рассматриваемой территории основными структурообразующими элементами доюрской поверхности являются Казанское поднятие, а также отроги Западно-Сомовского и Болтного группы поднятий. Южная часть территории занята Северо-Казанским прогибом.

Рельеф доюрских образований Казанского поднятия носит эрозионный характер. Структура оконтуривается по изогипсе с отметкой -2720 м (рисунок 2.1). Северный и восточный склоны поднятия осложнены эрозионными врезами и тектоническими нарушениями субмеридионального направления. Южный склон Казанского поднятия наиболее крутой и ограничен серией средних и крупных тектонических нарушений субпараллельного простирания. Западный склон сечется серией разрывных нарушений также субпараллельного простирания. Сводовая часть структуры имеет относительно изометричное строение и рассечена мелкими разрывными нарушениями субмеридионального простирания.

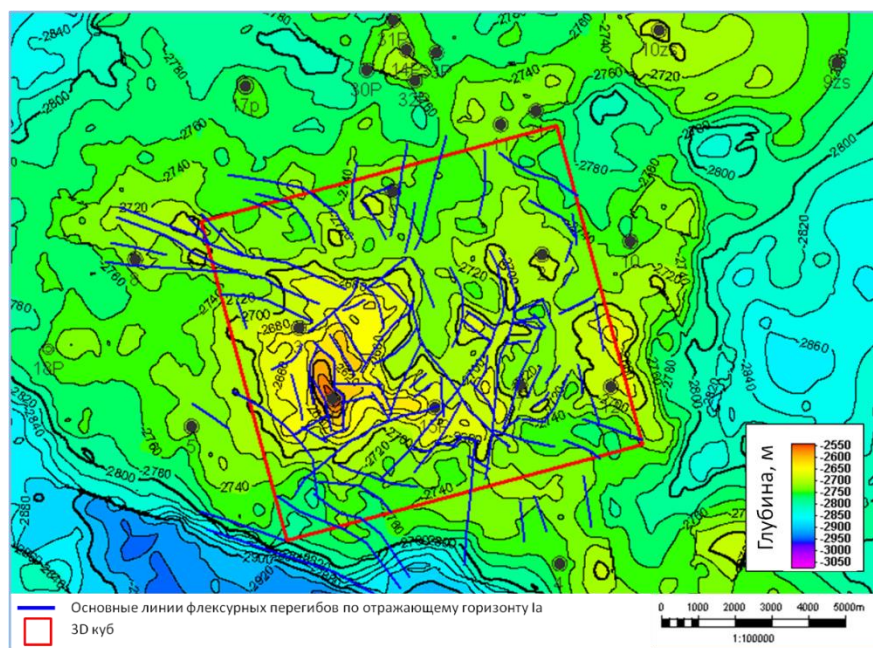


Рисунок 2.1 – Структурная карта по кровле доюрских образований (горизонт Ф2)

По горизонту Па – подошва баженовской свиты можно выделить следующие особенности структурного строения.

Южный склон поднятия в основном сохраняет рельеф доюрского основания. В целом же структурный план, по сравнению с доюрским основанием утратил контрастность. Мысы, осложняющие склоны поднятия, сгладились, однако на западном склоне поднятия появился мыс, вытянутый в северо-западном направлении. Северный склон поднятия увеличился по площади. Здесь следует отметить появление двух мысов северного простирания.

Западно-Сомовская группа локальных поднятий расположена восточнее Казанского поднятия и отделяется от него прогибом амплитудой до 35 м, но в районе скважин Казанская 11 и 21 обе структуры соединяются узким перешейком шириной около 1 км по изогипсе – 2345 м.

Юго-восточная часть участка представляет собой северные отроги Болтного поднятия, осложненного серией протяженных субмеридиональных

разрывных нарушений и соединяющегося с Казанским поднятием достаточно узким перешейком по изогипсе (примерно) – 2345 м.

Кроме того, необходимо отметить локальное поднятие на севере Болтной структуры – Северо-Болтное поднятие. В структурном плане доюрского основания оно отсутствует. Его оконтуривает изогипса – 2340 м, амплитуда 10 м.

Тектонические нарушения

Специалистами компании «Парадайм» были выделены тектонические нарушения с помощью анализа вертикальных и горизонтальных срезов мигрированного до суммирования куба, а также кубов атрибутов – когерентность и наклон. Проявления тектонических нарушений отмечаются в интервалах палеозоя, нижней юры и мела. Нарушения с разрывом осей синфазности выделяются в доюрских отложениях. Юрские отложения характеризуются флексуобразной геометрией отражений сейсмической записи, что обычно свидетельствует о присутствии в разрезе малоамплитудных смещений. Геометрия этих зон была отрисована по наиболее контрастной карте наклонов горизонта 1а вдоль зон резкого изменения углов наклона. Оси флексуобразных перегибов могут свидетельствовать зонам повышенной трещиноватости коллекторов вышележащих отложений юры.

Выделенные флексурные перегибы в юрской части разреза, имеют типичную для Западной Сибири северо-западную и северо-восточную ориентировку, образуя гексагональную решетку. Все разрывные нарушения и флексурные перегибы являются структурообразующими. Они осложняют склоны Казанского локального поднятия и бортовые части прогибов в северной и юго-западной частях исследуемой площади. Вверх по разрезу амплитуда выделенных нарушений и перегибов уменьшается, а структурные формы выполаживаются.

Юрские отложения

Для аккуратного прогнозирования распространения пластов Ю1 был проведен анализ сейсмических данных – куба 3Д сеймики и комплекса

профилей 2Д. Помимо регионально сейсмического репера – отложений баженской свиты, в разрезе легко прослеживается отражающий горизонт У1 (стратиграфическая кровля пачки У1) – хорошо выдержанное высокоамплитудное отражение отрицательной полярности. Отражение формируется в кровле угленосной пачки мощностью 4-8 м. Именно этот отражающий горизонт был принят как опорный для всех дальнейших построений.

Несмотря на тот факт, что пласты Ю1-3-4 не являются целевыми при исследовании, тем не менее, их свойства и история образования имеют крайне важное значение для полного понимания структуры отложений вышележащих пластов Ю1-1 и в особенности Ю1-2.

На большинстве карт сейсмических атрибутов выделяется зоны аномального развития отложений васюганской свиты. Отложения имеют форму русел. Возможное наличие палеорусел подтверждается субконтинентальными условиями осадконакопления в этом районе.

На этапе сейсмического анализа площади, была предложена следующая гипотеза образования этих зон. В аномальных зонах отлагались чистые крупнозернистые песчаники (вероятно, относящиеся к пласту Ю1-3). Вне русловых зон отложения были более глинистыми.

Затем, достаточно равномерно отлагались угли, аргиллиты и песчаники пласта Ю1-2. Накопленная толща осадков создала давление на подстилающие отложения. Глины обладают высоким уплотнением, способны изменять первоначально накопленную мощность на 40-50%. Уплотняемость песчаников существенно ниже. Таким образом, за счёт неравномерного уплотнения пород, в русловых зонах мог сформироваться положительный рельеф, который впоследствии был сглажен отложениями пласта Ю1-1.

Высокой неоднозначностью является принадлежность русловых песчаных тел к пласту Ю1-3-4 и существование гидродинамической связи между ними и самим пластом. Далее, в ходе детальной корреляции юрских отложений было установлено, что угольный пласт У1 не является однородным.

Практически во всех скважинах в его составе присутствует прослой глинистых пород, мощность которого меняется в основном от долей метра до 1-2 м. Однако, в скважине Казанская 3, расположенной практически на границе северной аномальной зоны, мощность указанного прослоя возрастает уже до 4 м. В скважине Казанская 15, непосредственно вскрывшей аномальную зону, интервал глинистого слоя составляет порядка 1,5- 2м с минимальным содержанием угля (рисунок 2.2).

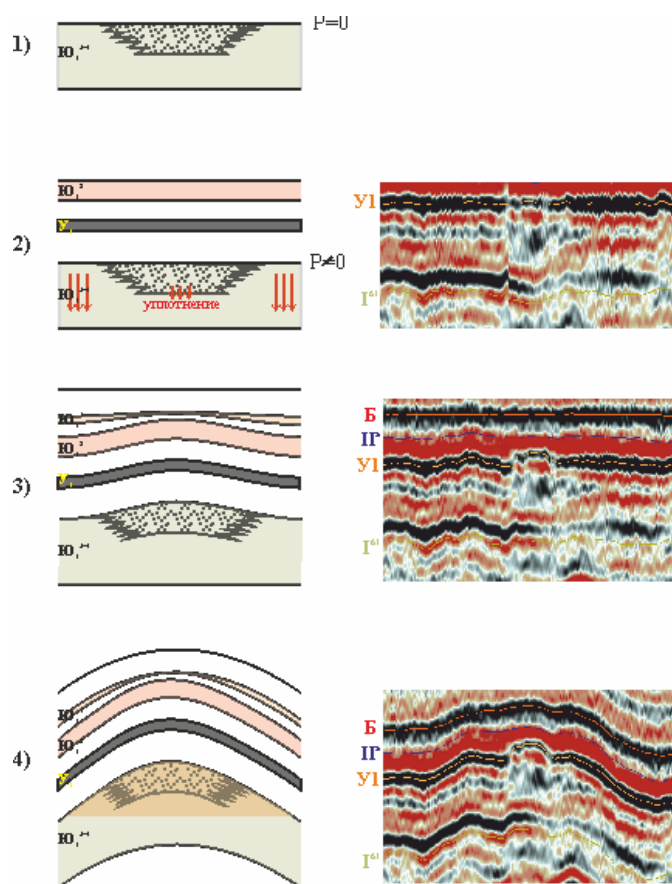


Рисунок 2.2 – Предполагаемая схема формирования зон аномального строения (Paradigm Geophysical)

Таким образом, в результате проведенных исследований образовалась вторая гипотеза о принадлежности аномальных зон. Со значительной долей достоверности можно считать установленным, что выявленные динамические аномалии шнуркового типа обусловлены наличием в составе межугольной толщи достаточно мощного тела терригенных пород с выпуклой кровлей. Эта

информация совместно с априорными представлениями о субконтинентальном генезисе отложений межугольной толщи, позволяет предположить, что на отчетной площади были закартированы аллювиальные отложения древних водотоков. Известно, что в составе таких отложений могут быть тела проницаемых песчаников.

В обоих вариантах интерпретации по сейсмическим данным были выделены линейные аномалии в отложениях васюганской свиты. Наиболее оптимальной версией в данном случае следует принять следующую – песчаники пласта Ю1-3-4 и предполагаемые аллювиальные отложения межугольной толщи могут представлять собой единую залежь углеводородов. Степень связанности в данном случае оценить нельзя, но предположительно гидродинамическая связь между отложениями пласта Ю1-3-4 и межугольной толщи будет осложнена.

Песчаные отложения пачки пласта Ю1-1. Зона наибольших мощностей пачки имеет вид полосы, протягивающейся с юго-востока на северо-запад и проходящей через скважины 10р, 11р и 14р. В скважины 14р мощность пачки пласта Ю1-1 достигает максимального значения – 5,3 м, а в скважине 15р пласт выклинивается.

Для понимания распространения коллекторов пласта Ю1-2 проведен анализ данных 3Д куба сейсмических данных и порядка 70 профилей 2Д сейсмосьемки (рисунок 2.3) [4, 6]. По полученным данным построена карта прогнозных толщин по пласту Ю1-2. Методика построения карты следующая: получена карта амплитуд атрибута RMS во временном окне соответствующему пласту Ю1-2 (рисунок 2.4). По данным ГИС по всем скважинам, в которых был вскрыт интересующий интервал, найдены эффективные толщины (толщины соответствующие только песчаникам). Далее построена корреляционная зависимость толщина коллектора от значения атрибута RMS в скважинах, полученное облако точек можно аппроксимировать прямой линией с определенным уравнением и квадратичной ошибкой. Далее это уравнение было

использовано для расчета толщин коллектора из карты RMS (рисунок 2.5). Следует отметить, что это прогнозная карта и понимать ее необходимо следующим образом – изолиния 4м означает, что в пределах нее вероятность вскрыть пласт с толщиной от 0 до 4 метров включительно одинакова, соответственно изолиния 8м показывает одинаковую вероятность вскрытия пласта с толщинами от 5 до 8 метров. Актуальность и корректность прогнозной карты подтверждается недавно пробуренной скважиной 409 – прогнозируемая толщина от 16 м., фактическая по данным ГИС – 17м.



Рисунок 2.3– Исходные сейсмические данные

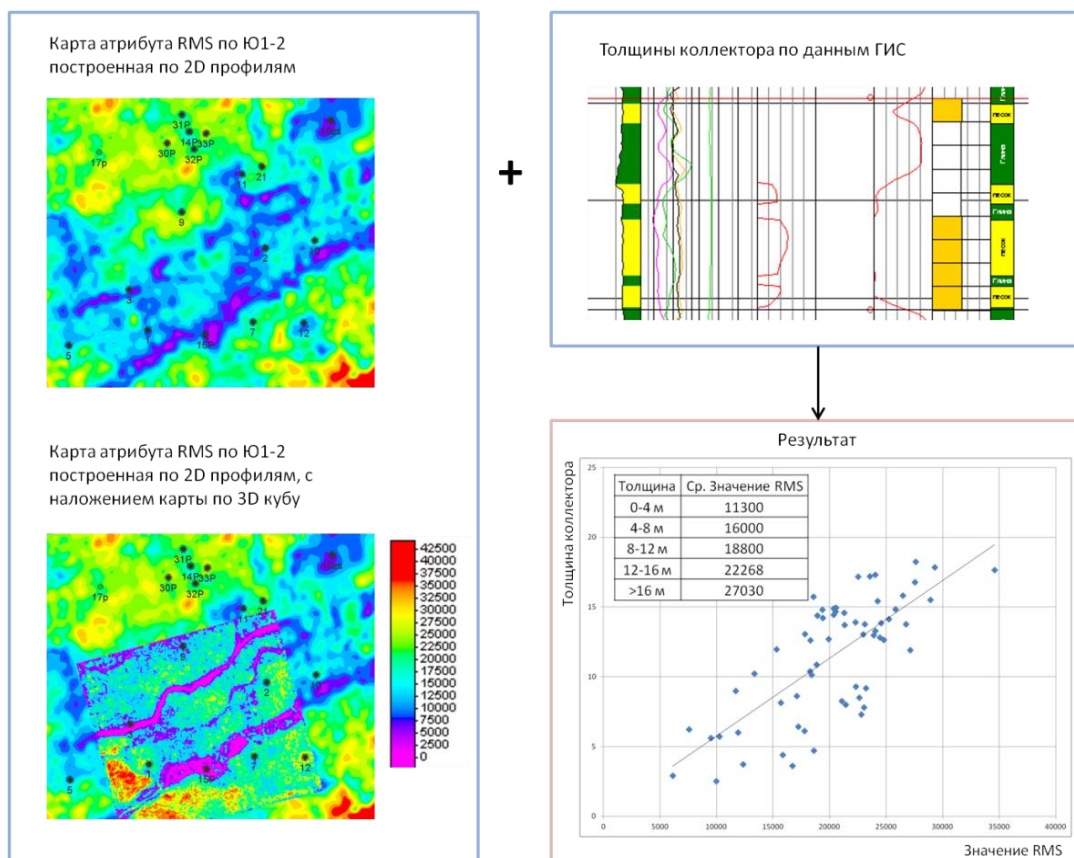


Рисунок 2.4– Алгоритм построения карты толщин

В целом, район русловых отложений – скважины 2р, 10р, 15р характеризуется пониженными значениями толщин коллектора и высокой неоднородностью разреза. Таким образом, отмеченная зона пониженных толщин является причиной возможного снижения гидродинамической связи между основной, разрабатываемой в настоящее время, и юго-восточной частью месторождения.

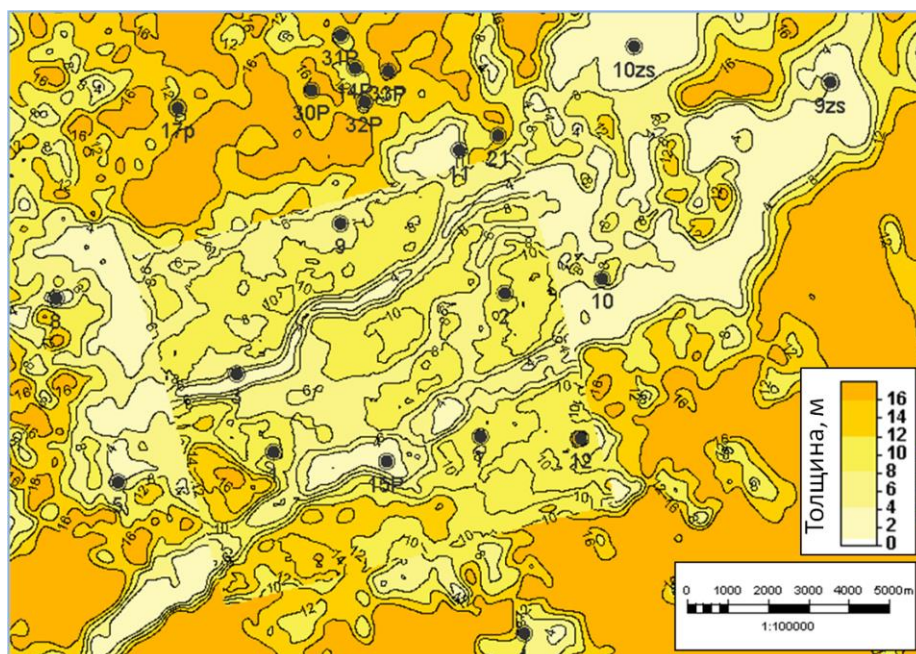


Рисунок 2.5 – Прогнозная карта толщин

3 Решения задач и методы исследования

3.1 Изотопный анализ углерода газовых компонентов

Определение изотопного состава углерода и водорода газовых компонентов проводили методом GC-C-IRMS на изотопном масс-спектрометре DELTA V ADVANTAGE (производитель «Thermo Fisher Scientific», г. Бремен, ФРГ), к которому через интерфейсный блок ConFlo IV присоединяется газовой хроматограф TRACE GC ULTRA, оборудованный блоком GC Isolink.

Разделение газовых компонентов в хроматографе происходит на капиллярной колонке PoraPlot Q (50м • 0,32 мм • 10 мкм). Температурный режим капиллярной колонки зависел от определяемого компонента.

При определении изотопного состава углерода метана режим программирования температуры термостата капиллярной колонки были следующий:

- | | |
|--|-----|
| - Начальная температура программирования, °C | 35 |
| (изотерма 12 мин.) | |
| - Конечная температура программирования, °C | 200 |
| (изотерма 10 мин.) | |
| - Скорость программирования температуры °C/мин | 20 |
| - Температура испарителя, °C | 120 |
| - Скорость газа носителя, мл/мин | 2 |

Режим программирования термостата капиллярной колонки при определении изотопного состава углерода этана и пропана:

- | | |
|--|-----|
| - Начальная температура программирования, °C | 40 |
| - Конечная температура программирования, °C | 150 |
| (изотерма 20 мин.) | |
| - Скорость программирования температуры °C/мин | 10 |
| - Температура испарителя, °C | 120 |
| - Скорость газа носителя, мл/мин | 2 |

Объем пробы газа вводимой в капиллярную колонку зависел от концентрации определяемого компонента в анализируемом образце и определялся для каждого случая индивидуально по результатам компонентного анализа газа.

При определении изотопного состава минорных компонентов газовых смесей, в хроматографе предусмотрена система обратной продувки (blackflush), которая исключает попадание больших количеств макрокомпонентов в ионный источник масс-спектрометра и тем самым исключает перегрузку электронных усилителей. Определение величины $\delta^{13}\text{C}$ или отдельного компонента возможно, если его содержание в газовой смеси составляет 0,1 об.% и более.

В качестве лабораторного газа-стандарта при определении изотопного состава углерода используется газообразный диоксид углерода с величиной $\delta^{13}\text{C} \text{ vPDB} = -25,4 \text{ ‰}$.

Для каждого анализируемого компонента проводилось не менее 3 параллельных измерений. Результаты считались корректными, если расхождение между параллельными измерениями не превышало 0,2 ‰.

3.2 Компонентный состав газов

Газохроматографическое определение компонентов газа проводилось в соответствии с ГОСТ 31371.7-2008 (Метод А)

Условия проведения анализа.

Анализ проб газа проводился на газовых хроматографах Кристалл 5000.2 и Кристалл 2000 М.

На хроматографе Кристалл 5000.2, оснащенном модулем 3 ДТП (3 детектора по теплопроводности) определяли следующие компоненты:

Состав углеводородной части $\text{C}_2\text{-C}_5$ и углекислый газ определяли с помощью насадочной колонки из нержавеющей стали ($L = 3 \text{ м}$, $\text{Ø}_{\text{внутр.}} = 2 \text{ мм}$), заполненной Haysep R 80/100 меш и ДТП №1.

Метан, азот и кислород идентифицировали с помощью ДТП 2 и стальной насадочной колонки с NaX 60/80 меш (L = 2 м, Øвнутр. = 3 мм).

Водород и гелий отделялись от остальных компонентов на насадочной колонке заполненной CaA 60/80 меш (L = 4 м, Øвнутр.= 3 мм) и детектировались ДТП 3.

Условия проведения анализа газа:

- Начальная температура программирования, °C	40
- Конечная температура программирования, °C	200
- Скорость программирования температуры (до 130 °C), °C/мин	9
- Скорость программирования температуры (от 130 до 200 °C), °C/мин	15
- Температура испарителя, °C	210
- Температура детектора 1 (TCD1), °C	210
- Температура детектора 2 (TCD2), °C	210
- Температура детектора 3 (TCD3), °C	210
- Газ-носитель 1 (анализ УВ, кислорода, азота, двуокиси углерода)	
гелий	
- Скорость потока газа-носителя 1 через колонку, мл/мин	35
- Газ-носитель 2 (анализ водорода и гелия)	
аргон	
- Скорость потока газа-носителя 2 через колонку, мл/мин	15

Состав углеводородной части C₆-C₁₀ проводился на хроматографе Кристалл 2000М, оснащенном пламенно-ионизационным детектором (FID), капиллярной колонкой НР-1 (30 м × 0,319 мм × 3,00 мкм).

Условия анализа для определения углеводородов C₆-C₁₀

- Начальная температура программирования, °C	40
- Конечная температура программирования, °C	150
- Скорость программирования температуры, °C/мин	6
- Температура испарителя, °C	160
- Температура детектора, °C	180

- Газ-носитель гелий
- Скорость потока газа-носителя через колонку, мл/мин 61,5

Количественный расчет хроматограмм проводился при помощи программы Хроматэк Аналитик (версия 2.5).

3.3 Генетическая типизация флюидов

На территории Западной Сибири открыто значительное число нефтяных и газовых месторождений. В центральных районах Западной Сибири подавляющее число залежей открыто в меловых отложениях. На их долю приходится основная часть запасов и сегодняшней добычи. Однако в отличие от Тюменской области большинство открытых залежей на территории Томской области локализованы в верхнеюрских отложениях (горизонт Ю1). Кроме того, значительное число залежей приурочено к отложениям нижней и средней юры, а из палеозоя ведется промышленная добыча (Герасимовское, Арчинское, Нижне-Табаганское и др.).

Выполненные ранее исследования показали [18], что все нефти и газы Томской области генетически связаны с тремя основными нефтематеринскими породами, расположенными в верхней и нижней юре, а также палеозое. В соответствие с ними были выделены баженовский, тогурский и палеозойский типы нефтей и газов. Каждый тип газа имеет ряд существенных отличий в физико-химических свойствах, которые являются следствием разного молекулярного и атомного состава. Многие из них хорошо известны и неоднократно описаны в литературе.

Нефти и газы баженовского типа, большая часть нефтей и газов Томской области, стратиграфически приурочены к ловушкам горизонта Ю1 и всего мелового комплекса. К их отличительным чертам следует отнести:

- самые низкие значения отношения пристана к фитану (Pr/Ph);
- высокие значения отношения K_i ;
- самый низкий катагенез (высокие значения K_i , низкие 4МДБТ/1МДБТ).

Помимо этого следует добавить особенности, неоднократно описанные в литературе: повышенное содержание серы, ванадия и ванадилпорфиринов, легкий изотопный состав углерода, низкие отношения м-/о-ксилолов и Кс/ЭтБ; преобладание четных н-алканов C₂₀-C₃₀, типичный для морских продуцентов и восстановительных условий фоссилизации состав стеранов и гопанов.

Антиподом нефтей газов баженовского типа являются нефти и газы, условно отнесенные нами к тогурскому типу. В нее мы объединили группу нефтей и газов, генерированных не только тогурской пачкой, но и всеми остальными источниками, расположенными в широком стратиграфическом диапазоне от перми-триаса до средней юры. В основе такого объединения лежит общая характерная для всех черта, отражающая существенное преобладание в формировании нефтематеринского органического вещества неморских биопродуцентов и слабовосстановительных или окислительных обстановок осадконакопления. Наличие таких нетипичных для формирования нефтематеринского органического вещества условий привело к формированию достаточно редко встречающегося типа. Многие их уникальные свойства (большое содержание парафинов, низкое содержание смол, серы, микроэлементов, тяжелый изотопный состав углерода, преобладание нечетных алканов C₂₀-C₃₀, высокие отношения м-/о-ксилолов, сумма ксилолов/этилбензол, шестичленных нафтендов к пятичленным и т.д.) были отмечены многими исследователями.

подавляющая часть этих нефтей и газов приурочена к ловушкам нижней и средней юры, а также к коре выветривания. Однако, при благоприятных условиях (наличие литологических окон, разломов) они могут мигрировать в вышележащие отложения – пласт Ю1 (Верхнесалатское) и даже в меловые отложения (Южно-Мыльджинское).

На территории Томской области находится основная часть залежей Западной Сибири открытых в отложениях палеозоя. Их природа также была предметом многочисленных обсуждений и дискуссий. Подавляющая часть этих залежей размещена в породах коренного палеозоя и коры выветривания.

Однако при ближайшем рассмотрении оказалось, что они могут находиться в ловушках нижней и средней или даже верхней юры (Кулгинское).

От тогурского типа нефти и газов палеозойский тип отличаются низким отношением Pr/Ph . Распределение n -алканов сглажено – нет преобладания четных или нечетных гомологов, как для баженовского типа. Несмотря на достаточно высокий в целом катагенез, содержание метилдибензотиофенов довольно значительно.

Нефти и газы палеозойского типа, также как и нефти и газы тогурского типа в отличие от баженовского типа нельзя отождествлять с каким-то одним источником. Основные нефтематеринские породы, вероятно, связаны с морскими отложениями среднего девона и среднего карбона, однако и другие породы палеозоя могли в той или иной мере участвовать в их генезисе.

4 Результаты исследований

4.1 Закономерности изменения состава и свойств газов как отражение геологического строения и формирование залежей Ванкорского месторождения

4.1.1 Возможность прогноза состава и свойств пластового флюида на основе молекулярных и изотопных исследований газов Ванкорского месторождения

Скопления нефти и газа на Ванкорском месторождении залегают в широком стратиграфическом интервале, при этом основные залежи расположены в песчаных пластах нижнехетской, суходудинской и яковлевской свит и находятся в области невысоких пластовых температур (25-65 °С). Такие температурные условия являются весьма благоприятными для существования и развития пластовой микрофлоры, которая в процессе своей жизнедеятельности потребляет и генерирует углеводородные компоненты пластовой нефти, что приводит к существенному изменению состава и свойств пластового флюида в зависимости от степени биodeградации. Помимо углеводородокисляющих микроорганизмов в составе пластовой микрофлоры Ванкорского месторождения также были обнаружены метанообразующие бактерии, которые, потребляя продукты метаболизма углеводородокисляющих бактерий (ацетаты и углекислый газ), генерируют газ метан [2] и являются одной из возможных причин формирования газовых шапок в залежах с биodeградированными нефтями [14] в том числе и на Ванкорском месторождении.

Влияние процесса биodeградации в условиях залежи на состав и свойства нефти хорошо известно и многократно уже описывалось на примере многих месторождений в отечественной и западной литературе, кроме того биodeградация изучалась на основе многочисленных лабораторных экспериментов. Уже давно общеизвестен факт, что одним из первых признаков

биodeградации является уменьшение содержания и исчезновение лёгких н-алканов, как правило, это н-алканы состава C_3-C_{15} . Наиболее устойчивыми к биodeградации среди идентифицируемых нефтяных компонентов считаются некоторые группы биомаркеров – диастераны, триароматические стероиды и порфирины [20]. Принято считать, что микроорганизмы в пласте живут в водной среде, а сам процесс биodeградации протекает на водонефтяном контакте (ВНК). Однако пластовая микрофлора обнаруживается и выше зоны ВНК, поэтому уже не раз предполагалась возможность биodeградации по всей высоте нефтяной залежи [13]. Предполагается, что остаточная вода, сорбированная минеральной матрицей породы, является вполне достаточной для жизнедеятельности микроорганизмов. Тем не менее, стоит учитывать, что численность и активность микроорганизмов в данных условиях несопоставима с их деятельностью на ВНК и должна значительно снижаться по мере удаления от ВНК.

В составе газа, растворённого в нефти, также происходят существенные изменения, и эти изменения видны не только на уровне компонентного состава, но и прослеживаются в изотопном составе углерода (Приложение Г).

Газ вышележащих пластов с наиболее биodeградирующей нефтью (Сд 9, Як 1-7, вЯк 2-4) обогащён метаном. Его доля по сравнению с другими гомологами составляет 0.96-0.99. К сожалению, оценить влияние биodeградации и метаногенеза на значения $\delta^{13}C$ метана на данном этапе не представляется возможным, поскольку на Ванкорском месторождении отсутствуют залежи нефти, незатронутые вторичными преобразованиями, значения $\delta^{13}C$ метана которых можно было использовать в качестве эталонной характеристики исходного флюида, заполнявшего ловушки. Метан даже в наименее биodeградирующей залежи в пласте Нх 3-4 по изотопному составу практически не отличается от метана из вышележащих залежей с более высокой степенью биodeградации. Кроме того, от пласта к пласту не наблюдается существенных изменений в изотопном составе углерода метана. Значения $\delta^{13}C$ метана, как растворённого в нефти нефтяной оторочки, так и

метана из газовых шапок залежей, находятся в диапазоне -48...-44 ‰. Подобные значения являются вполне типичными как для термогенного метана, так и для вторичного микробиального метана [19]. С другой стороны стоит учесть опыт геохимических исследований, проведённых для нефтяных месторождений юго-восточной части Западной Сибири (Томская область). Формирование части месторождений там происходило за счёт генерации баженовской свитой, которая является возрастным и фациальным аналогом яновстанской свиты – нефтематеринской породы, генерировавшей нефть Ванкорского месторождения. Углерод метана с этих месторождений является более изотопно лёгким (-52...-57 ‰). Вполне возможно, что метан исходного флюида, заполнявшего ловушки Ванкорского месторождения мог иметь подобный изотопный состав углерода до его искажения процессами биodeградации и метаногенеза.

Изотопный состав углерода этана закономерно утяжеляется снизу вверх по разрезу – от -38 ‰ в пласте Нх 3-4 до -25 ‰ в пластах яковлевской свиты. Более существенное утяжеление наблюдается для изо-бутана – от -37 ‰ в пласте Нх 3-4 до -20 ‰ в пласте Як 3-7 (по причине низкого содержания изо-бутана определение было выполнено только для одной пробы газа из пластов яковлевской свиты). Вследствие низкого содержания пропана и н-бутана в газах сильнобиodeградированных флюидов изотопные определения для этих компонентов удалось выполнить в основном только для газов более глубокозалегающего пласта Нх3-4.

Широкий разброс доли метана 0.84-0.92 в газе пласта Нх 3-4, а также значительный диапазон изменения изотопного состава углерода пропана (-35...-18 ‰) и изо-бутана (-36...-20 ‰) должны свидетельствовать об активных процессах биodeградации растворённых газовых компонентов.

В ходе работы был определен изотопный и компонентный состав газов Ванкорского месторождения, данные приведены в приложение Б и В.

Взаимосвязь состава газа сепарации и содержания газовых компонентов в составе глубинных проб пластовой нефти пласта Нх 3-4 с изопреноидным коэффициентом $K_i/(1+K_i)$ приведена в приложении Д.

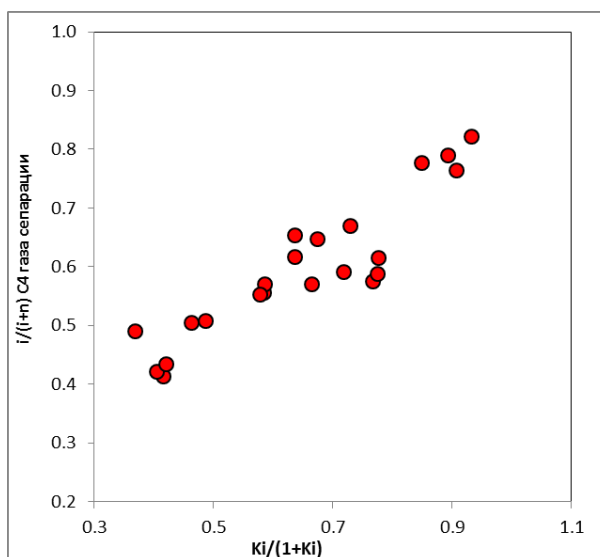


Рисунок 4.1 – Взаимосвязь $i/(i+n)$ C4 газа сепарации пластовой нефти пласта Нх 3-4 с изопреноидным коэффициентом $K_i/(1+K_i)$

Причина утяжеления изотопного состава углерода газовых компонентов с биодegradацией весьма очевидна. Поскольку прочность связи $^{12}\text{C}-^{12}\text{C}$ слабее, чем $^{12}\text{C}-^{13}\text{C}$, то продукты метаболизма бактерий утилизирующих углеводороды, должны быть обогащены легким изотопом углерода. Следовательно, бактерии метаногены, этаногены и пропаногены, использующие эти продукты, должны генерировать изотопно легкие метан, этан и пропан. Другими словами, биогенные (новообразованные) газы не могут быть изотопно тяжелее исходной нефти. С другой стороны, микробиологическому разложению подвергаются не только жидкие составляющие нефти, но и растворенные в ней газы. В этом случае в них тоже в первую очередь будут утилизироваться молекулы с $^{12}\text{C}-^{12}\text{C}$ связями, а остающийся газ будет обогащаться тяжелым углеродом. Наиболее изотопно тяжёлый пропан был обнаружен в пласте Нх 3-4 в пробе, отобранной возле ВНК (скв.184). В ней было зафиксировано $\delta^{13}\text{C}$ пропана равное -18.6 ‰, а в работе [12] было получено значение -2.6 ‰. Вероятно, при глубокой деградации $\delta^{13}\text{C}$ пропана может иметь положительное значение (быть больше нуля). Очевидно, скорость биохимической утилизации газов падает в ряду:

пропан, н-бутан, изо-бутан, этан. Следовательно, остаточное накопление изотопно-тяжелых молекул в газах будет расти в обратной последовательности – от этана к пропану.

4.1.2 Залежь пласта НХ 3-4 и влияние биodeградации на состав и свойства пластовой нефти

С точки зрения прогноза состава и свойств, основные характеристики пластовой нефти условно можно разделить на две категории:

- первостепенные (газосодержание, давление насыщения и плотность разгазированной нефти), характеризующие нефть в целом;
- второстепенные (объёмный коэффициент, плотность и вязкость пластовой нефти), имеющие важное технологическое значение, но которые могут быть определены исходя из корреляций на основе экспериментальных данных и исходя из значений первостепенных характеристик.

Важным практическим применением параметра $ГС/Р_n$ оказалась возможность его использования при отбраковке некачественно исследованных проб. По рисунку 4.2 совместно с другими графиками $ГС/Р_n - K_i/(1+K_i)$ и $ГС/Р_n - i/(i+n)C_4$, представленными на рисунке 4.3, были забракованы результаты исследования 6 проб флюидов, существенно выпадающие из общей закономерности (по одной пробе из скважин Вн11, СВн1 и по две пробы из скважин Вн9, Вн159).

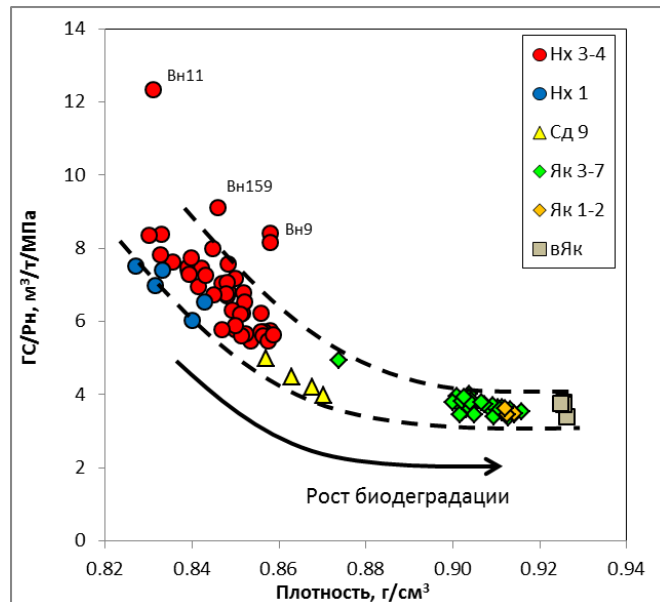


Рисунок 4.2 – Взаимосвязь отношения газосодержания к давлению насыщения ($ГС/Рн$) с плотностью разгазированной нефти для флюидов различных пластов Ванкорского месторождения

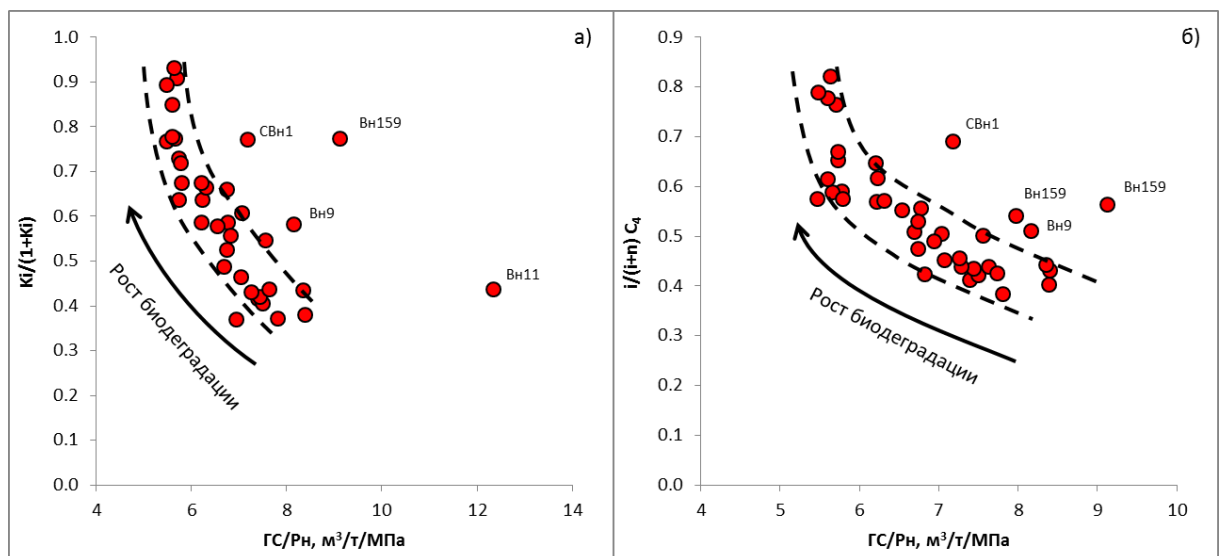


Рисунок 4.3 – Взаимосвязь отношения газосодержания к давлению насыщения ($ГС/Рн$) с изопреноидным коэффициентом ($K_i/(1+K_i)$) разгазированной нефти и $i/(i+n)$ C_4 газа сепарации для флюидов пласта Нх 3-4 Ванкорского месторождения

Как видно из рисунка 4.5 для флюида пласта Нх 3-4 прослеживается хорошая взаимосвязь между $ГС/Рн$ и молекулярными параметрами $i/(i+n)$ C_4

газа сепарации и $K_i/(1+K_i)$ разгазированной нефти. Очевидно, что даже небольшое влияние биodeградации в пределах пласта Нх 3-4 находит отражение в изменении величины ГС/Рн.

Таким образом, становится понятна причина широкого тренда зависимости газосодержания нефти пласта Нх 3-4 от давления насыщения. Пластовые нефти с разной биodeградацией сильно различаются растворимостью газа (ГС/Рн), и поэтому формируют отдельные тренды зависимости газосодержания от давления насыщения (рисунок 4.4). Наименее биodeградированные и наиболее лёгкие нефти, имеют наименьшие значения изопреноидного коэффициента ($K_i/(1+K_i)=0.37-0.44$). В этих нефтях растворён наиболее «жирный» газ, который обладает более высокой растворимостью. Соответственно, подобные пробы пластовой нефти характеризуются наибольшими значениями ГС/Рн (7.26-8.39) и на графике расположены в верхней части тренда. Тогда как наиболее биodeградинованные и наиболее тяжёлые нефти, имеют наибольшие значения изопреноидного коэффициента ($K_i/(1+K_i)=0.67-0.91$). В таких нефтях растворённый газ обеднён тяжёлыми компонентами, т.е. он более «сухой» и характеризуется меньшей растворимостью. Поэтому глубинные пробы таких нефтей расположены в нижней части тренда зависимости газосодержания от давления насыщения (рисунок 4.4).

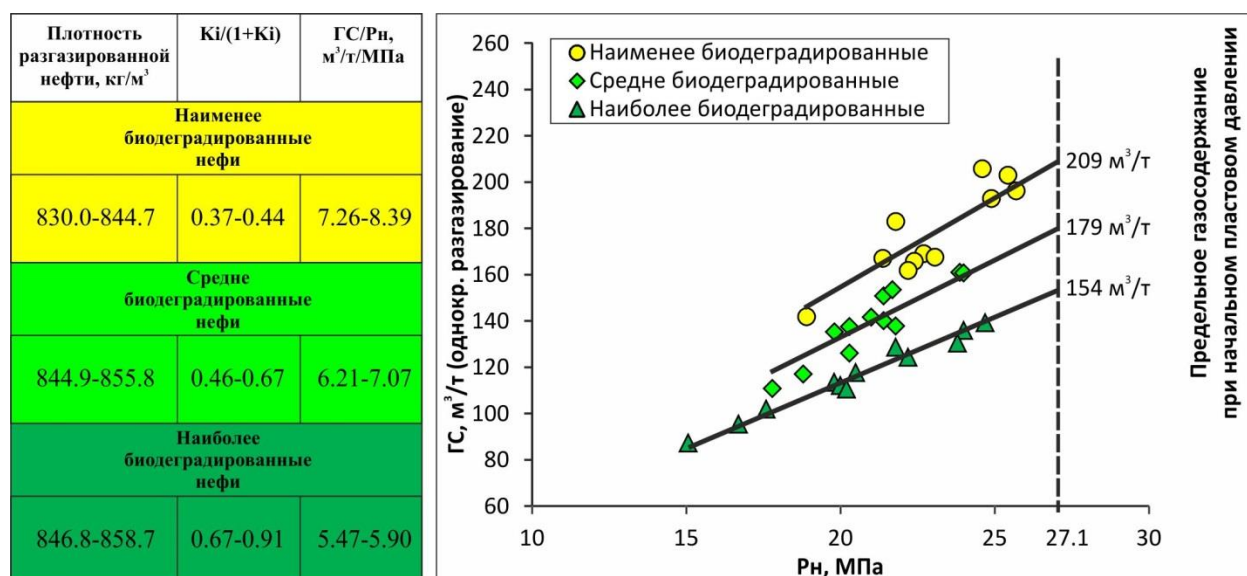


Рисунок 4.4 – Влияние биодegradации на взаимосвязь газосодержания пластовой нефти с давлением насыщения

В результате получается, что при одном и том же давлении насыщения в пластовой нефти, практически незатронутой процессами биодegradации, растворено газа больше на 40-50 м³/т, чем в более сильно биодegradированном флюиде. Кроме того, если продлить тренды ГС–Рн до начального пластового давления, то можно определить максимально возможную газонасыщенность нефти, которая в зависимости от уровня биодegradации изменяется от 154 до 209 м³/т.

Ранее был выявлен тренд с глубиной залегания вмещающих пород для некоторых свойств нефти пласта Нх 3-4, в числе которых и тренд изменения газосодержания. Очень важным с практической точки зрения является обоснование наличия этих трендов и объяснение выявленных закономерностей. В настоящее время, имея более значительное количество результатов исследований глубинных проб нефти, можно более подробно рассмотреть получаемые закономерности. Действительно, в составе нефти и газа на примере коэффициента «сухости» газа – $C1/\Sigma(C1-C5)$ и изопреноидного коэффициента – $Ki/(1+Ki)$ наблюдаются очень чёткие тренды с глубиной от ГНК (рисунок 4.5), где отмечается наименьшее влияние биодegradации, к ВНК, где активно идут процессы биодegradации.

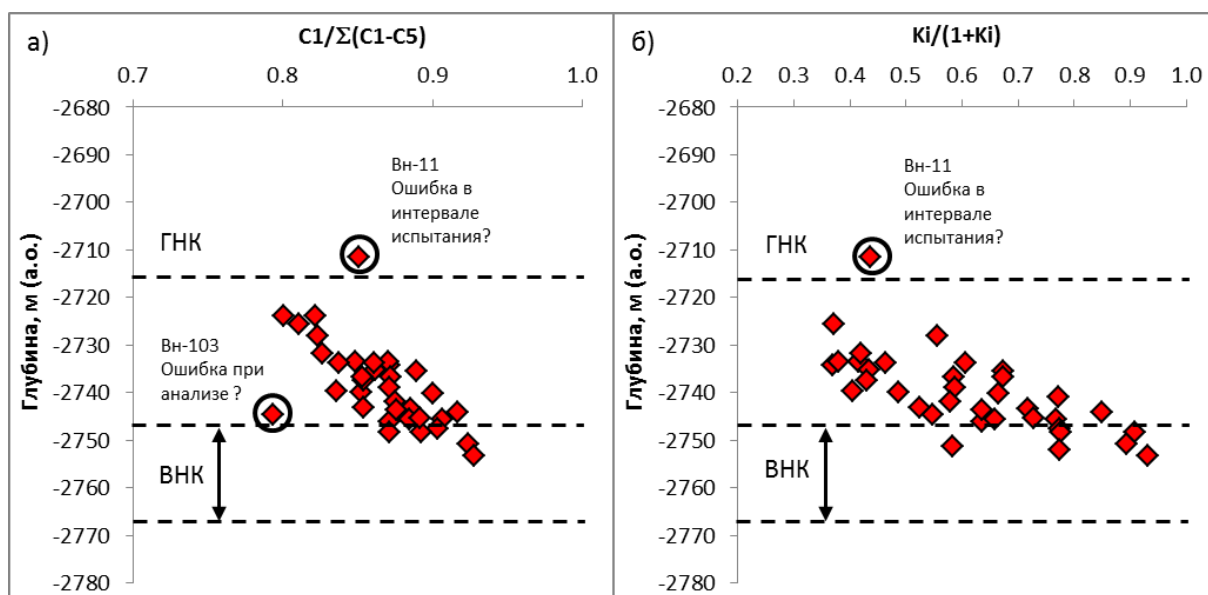


Рисунок 4.5 – Изменение $C1/\Sigma(C1-C5)$ газа сепарации и $Ki/(1+Ki)$ разгазированной нефти с глубиной залегания вмещающих пород (пласт Нх 3-4). По результатам бурения скважин гипсометрическая отметка положения ВНК в разных частях залежи пласта Нх 3-4 является разной и изменяется от -2747 до -2767 м

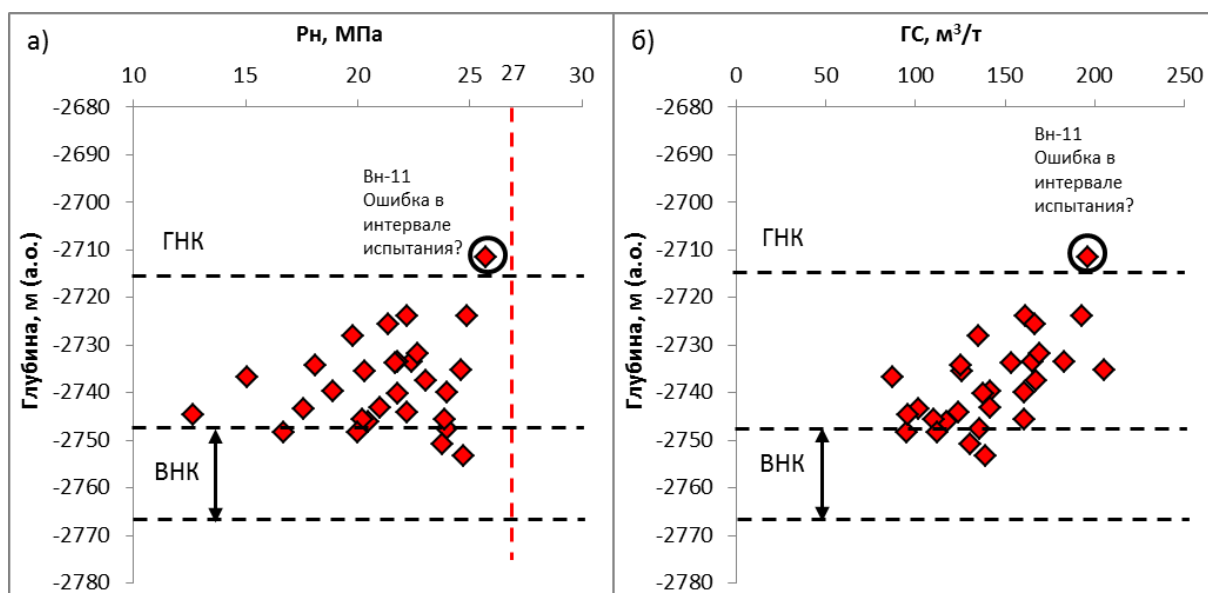


Рисунок 4.6 – Изменение давления насыщения (P_n) и газосодержания (GC) пластовой нефти с глубиной залегания вмещающих пород (пласт Нх 3-4). По результатам бурения скважин гипсометрическая отметка положения ВНК в разных частях залежи пласта Нх 3-4 является разной и изменяется от -2747 до -2767 м

Залежь пласта Нх 3-4 характеризуется наличием газовой шапки, поэтому несколько неожиданным выглядит отсутствие глубинных проб с предельным газонасыщением, т.е. отсутствуют пробы, у которых давление насыщения равно пластовому (около 27.1 МПа). Давление насыщения изученных проб имеет максимальные значения около 25 МПа и такие пробы были обнаружены практически по всей высоте нефтяной оторочки (рисунок 4.6а). Безусловно, возникает вопрос о корректности отбора и, соответственно, достоверности полученных результатов исследований. Однако, наличие тренда газосодержания с глубиной (рисунок 4.6б) может указывать на то, что большинство проб были отобраны корректно.

Тем не менее, стоит понимать, что выявленные тренды изменения состава и свойств пластового флюида, могут быть весьма условными и обобщёнными. Изучение нефтенасыщенных пород позволило существенно дополнить общую картину влияния биodeградации на состав и свойства нефти пласта Нх 3-4. Если вблизи ГНК наблюдаются наименьшие его значения, свидетельствующие о минимальной биodeградации, то возле ВНК значения изопреноидного коэффициента охватывают практически весь диапазон изменения. Т.е. вблизи ВНК нефтяной флюид характеризуется очень разным уровнем биodeградации. Как известно, одним из факторов, контролирующим сам процесс биodeградации и его скорость протекания, является ФЕС вмещающих пород и строение коллектора (неоднородное изменение свойств, наличие литологических экранов и зон с ухудшенными коллекторскими свойствами, изолированность зоны ВНК и др.).

Строение пласта Нх 3-4 на Ванкорском месторождении является весьма сложным. Фактически в один объект разработки объединены два отдельных геологических объекта – пласты Нх 3 и Нх 4. Средние толщины пласта Нх 3-4 – около 70 м, при этом кровельная часть песчаников (пласт Нх 3), как правило, характеризуется ухудшенными коллекторскими свойствами (проницаемость обычно не выше 10 мД). В средней части пласта (верхняя часть Нх 4) выделяется слой суперколлектора с толщинами 5-15 м, его проницаемость

находится в диапазоне 100-1700 мД. Нижняя проницаемая часть пласта (нижняя часть Нх 4) с толщинами 10-20 м характеризуется проницаемостью 20-50 мД. При этом зона ВНК охватывает более 2/3 площади залежи, а северная часть залежи фактически является водоплавающей. Т.е. в целом площадь для протекания биodeградации весьма внушительная. Кроме того пласт Нх 3-4 характеризуется неоднородным составом пород и, соответственно, неоднородным распределением ФЕС как по разрезу, так и по латерали. В составе пласта могут встречаться прослои алевролита до 1.0 м и более, а сами песчаники могут иметь слоистое строение за счёт содержания тонких миллиметровых прослоев слюдисто-глинистого материала. Всё это может усложнять диффузионные процессы и схему миграции свободного газа, образующегося в результате метаногенеза.

Как видно характер изменения изопреноидного коэффициента для разных скважин значительно отличается. Тем не менее, наблюдаются определённые закономерности. В тех скважинах (Вн8, 119 и 138), которые пробурены на некотором удалении от ВНК, нефть характеризуется минимальными значениями $K_i/(1+K_i)$, равными 0.38-0.44, что свидетельствует о практически полном отсутствии влияния биodeградации на состав нефти. Тогда как в скважинах Вн9, СВн1, 112, 143, 159, 160, 164 и 184, расположенных в пределах контура ВНК отмечаются максимальные значения $K_i/(1+K_i)$, достигающие значений, равных 0.78-0.93. Наиболее сильная биodeградация была обнаружена в отдельных нефтенасыщенных песчаных пропластках, расположенных ниже линии ВНК в керне скважин Вн12 и СВн4.

Таким образом, можно предложить основной перечень факторов, помимо пластовой температуры ниже 70 °С, предопределяющих течение и уровень биodeградации в каждой точке пласта Нх 3-4 Ванкорского месторождения. **Первый** и главный из них, который определяет саму возможность течения биodeградации – это наличие ВНК и качество коллектора в зоне ВНК. Нефть и экстракты, расположенные вне контуров ВНК являются практически небiodeградируемыми. Даже нефти, отобранные вблизи линии

условного ВНК (скважины 119 и Вн8), но вдали от зеркала воды, являются небиodeградированными. Наиболее сильная биodeградация приурочена к зонам наиболее проницаемых пород на ВНК. Наиболее сильная биodeградация приурочена к зонам наиболее проницаемых пород на ВНК. **Вторым фактором,** влияющим на скорость процессов перемешивания флюида в пласте (диффузия, миграция продуктов биodeградации и метаногенеза от ВНК к кровле пласта) и определяющим тренд изменения состава и свойств нефти под действием биodeградации является литология (ФЕС) по разрезу от ВНК вверх до ГНК либо до кровли пласта.

Условия формирования залежи и влияние биodeградации на состав флюида в пласте Нх 3-4 Ванкорского месторождения с учётом особенностей геологического строения можно представить следующей схемой (приложение Е). Флюид, поступающий в залежь, находится в однофазном жидком состоянии. Очень вероятно, что на первом этапе пластовая температура была выше или около 70 °С, поскольку в неоген-четвертичное время в Западной Сибири происходила инверсия тектонических движений, которая привела к некоторому остыванию недр [17]. По этой причине биodeградация отсутствует либо протекает очень медленно, поскольку температура близка к верхнему температурному пределу жизнедеятельности пластовой микрофлоры (70 °С). По-видимому, на определённом этапе произошло понижение пластовой температуры, что привело к возникновению или интенсификации процессов биodeградации (приложение Е – этап 1). Их интенсивность сильно зависит от размера пор пород коллектора, поэтому наибольшая активность микрофлоры будет проявляться на ВНК в наиболее проницаемых породах. На начальном этапе пластовой микрофлорой утилизируются низкомолекулярные компоненты нефти, пластовая нефть утяжеляется, а за счёт утилизации пропана и бутана растворённый газ становится более «сухим».

Изменения в составе и свойствах нефти выше ВНК должны происходить главным образом за счёт диффузионных процессов, скорость которых будет зависеть от ФЕС пород, в результате которых небиodeградированные порции

нефти поступают к ВНК из верхних частей залежей, а изменённые нефти покидают зону активной биохимической переработки и перемещаются вглубь залежи. Однако еще одним важным процессом, протекающим на ВНК, является метаногенез, в результате которого микроорганизмы метаногены, используя продукты биodeградации углеводов – CO_2 и ацетаты, генерируют газ метан. Образующийся метан растворяется в нефти на ВНК и, имея самую высокий коэффициент диффузии, покидает активную зону. Если скорость генерации метана на ВНК превышает скорость его оттока за счёт диффузии, то в этом месте система достигает предельного газонасыщения и метан начинает выделяться в газообразном состоянии и за счёт меньшей плотности по сравнению с пластовой нефтью всплывает вверх (приложение Е – 2 этап). Но поскольку вышерасположенная нефть не предельно газонасыщена, то этот метан в ней постепенно растворяется. Таким образом, насыщение нефти метаном происходит при его движении от ВНК вверх до кровли. На путях миграции газа за счёт литологических неоднородностей пласта, препятствующей движению газа от ВНК вверх по восстанию пласта, могут возникать «застойные зоны», «микроловушки» с повышенным газосодержанием и давлением насыщения.

По пути миграции метана должна формироваться некая зона пластовой нефти с предельным газонасыщением. В наиболее гипсометрически приподнятой зоне пласта микропузырьки газа объединяются и начинается образование газовой шапки, которая растёт, оттесняя нефть (приложение Е – 3 этап). При этом в подгазовой зоне нефть находится в состоянии предельного газонасыщения. В конечном счете, метаногенез и активность диффузионных процессов может привести к максимальному газонасыщению нефти по всей нефтяной оторочке за исключением зон с затруднённой гидродинамической связью с ГНК и ВНК. Но, несмотря на это, по высоте залежи пластовая нефть всё равно будет характеризоваться различным газосодержанием за счёт разницы состава и свойств нефти и газа и, соответственно, отличием

растворимости газа разной «сухости» в нефти с различной степенью биodeградации.

Кроме того, стоит учитывать, что выделяющийся в газовую шапку газ «забирает» с собой в паровую фазу часть более тяжёлых жидких компонентов состава C_{5+} (стабильный конденсат). Действительно, ведь согласно проведённым газоконденсатным исследованиям в газе газовой шапки содержание компонентов состава C_2-C_4 и C_{5+} составляет 5.72 и 3.87 % мольн., соответственно. В основном это углеводороды бензиновой фракции, выкипающие до 200 °C. Если их приплюсовать к нефти, то это увеличит её запасы на 2-3 %, при этом средняя плотность нефти уменьшится с 845 до 842 кг/м³. Таким образом, процессы метанообразования и выделения свободной газовой фазы должны приводить к утяжелению оставшейся нефти на пути миграции метана. Видимо это обстоятельство также влияет на достаточно широкий тренд зависимости плотности разгазированной нефти пласта Нх 3-4 от величины изопреноидного коэффициента, достоверность аппроксимации (R^2) которого составляет всего лишь около 0.60.

Из всего полученного и рассмотренного выше материала следует, что процесс биodeградации и его влияние на состав и свойства пластовой нефти является в достаточной мере предсказуемым, поскольку зависит, главным образом, от коллекторских свойств вмещающих пород в зоне активности этого процесса (на ВНК) и их изменения по разрезу пласта коллектора от ВНК к ГНК. Тогда как распространение зон пласта, где пластовая нефть будет предельно газонасыщенной, являются практически непредсказуемыми. Теоретически, зона с предельной газонасыщенностью может существовать даже на ВНК. Другой причиной и, вероятно, еще более трудно решаемой задачей, является предсказание путей миграции генерированного метана и влияние диффузионных процессов на перераспределение флюида в пределах залежи, но на основании только полученного нами материала сделать это будет практически невозможным. Однако, прогноз состава и свойств флюида в залежи с учётом геологического строения, изменения ФЕС пород и влияния

биodeградации, а также метаногенеза может быть реализован с использованием численного моделирования всех процессов, протекавших во время формирования залежи.

Более простым вариантом прогноза изменения состава и свойств флюида является принятие условия, что пластовая нефть в пределах всей залежи пласта Нх 3-4 находится в состоянии предельного газонасыщения, т.е. давление насыщения нефти газом равно пластовому давлению, или близко к нему. Состояние предельной газонасыщенности пластовой нефти должно быть характерным для залежей нефти с газовой шапкой, по крайней мере, в подгазовой зоне вблизи ГНК. Однако возникает неопределённость изменения состава пластовой нефти и, соответственно, газонасыщенности и давления насыщения нефти газом при удалении от ГНК в сторону ВНК. Общемировая практика изучения нефтегазовых залежей [1] показывает, что зачастую наблюдается некоторая дифференциация состава и свойств пластовой нефти по высоте залежи. При этом, каких либо общих закономерностей нет. Также и какого либо тренда может не быть вовсе. Значительные и видимые изменения состава и свойств флюида с глубиной, как правило, наблюдаются в высоких залежах, расстояние от ГНК до ВНК в которых составляет 100 м и более. Наличие же и характер тренда, могут быть обусловлены многими причинами. Основные из них связаны с историей формирования залежи (количество очагов, из которых происходило заполнение ловушки; этапность заполнения, стадийность нефтегазогенерации), вторичными преобразованиями флюида в залежи (биodeградация, метаногенез, водная промывка и др.), а также процессом разработки залежи.

4.2 Особенности состава и свойств флюидов Казанского и Болтного месторождений

4.2.1 Результаты компонентного и изотопного состава проб газа.

В ходе работы был определен компонентный и изотопный состав газов, данные приведены в приложении Ж и И.

Оценка степени корректности испытания пласта Ю1-2 в 2008 году
Разведочная скважина № 15 Казанского месторождения была пробурена в период 23.02 - 17.05.2008 г. В результате отдельных испытаний получены притоки газа, нефти и конденсата из следующих пластов: Ю13, Ю4, Ю3, Ю1-3-4, Ю1-2.

Согласно информации предоставленной ОАО «Томскгазпром», в скважине 15р, при испытании пласта Ю1-3-4 в интервале глубин 2487-2492 м получили приток газа сепарации и стабильного конденсата. Затем при помощи взрывпакета и цемента был установлен цементный мост (голова моста на глубине 2470.4 м). Мост был опрессован при давлении 220 атм. Падение давления за 30 минут составило 3 атм., на основании чего мост был признан герметичным. После проведения перфорации пласта Ю1-2 в интервале 2444.8-2449 м, скважина стала выбрасывать техническую воду и работать газом. Была проведена очистка скважины в течение 31 ч. Согласно акту на испытание, при работе скважины выносило **куски цемента размером до 5 см.** Перед спуском манометра была попытка прошаблонировать НКТ, но шаблон встал в установленной на глубине 2430 м воронке. В акте на испытание (дело скважины) указывается, что вынос кусков цемента и непрохождение шаблона говорит о зашламованности низа НКТ цементом. Каким образом это могло произойти, в деле не документируется. После очистки скважины, вынос цемента прекратился, но шаблон так и не прошел. В сложившейся ситуации было принято решение испытать скважину. Замеры проводились на глубине

2420 м. После проведения ГДИС и ГКИ, были отобраны пробы газа сепарации, стабильного конденсата и воды.

Результаты газового каротажа также свидетельствуют о высоком содержании углеводородов для пласта Ю1-3-4 (рисунок 4.7) При этом там, где прослеживается нефтяная оторочка (в нижней части пласта) значения газопоказаний существенно ниже.

Кроме Ю1-3-4 по высоким газопоказаниям выделяется пласт Ю1-М. Неизвестно, по каким причинам не проводилось его испытание. Скорее всего, он тоже продуктивен.

Пласт Ю1-2 на диаграмме почти не выделяется по газопоказаниям, что может свидетельствовать о низких коллекторских свойствах или низком газонасыщении.

цементного камня и породы во всем интервале залегания горизонта Ю1, говорят о том, что заколонные перетоки, скорее всего, не возможны.

Динамика изменения состава и свойств газа и конденсата во времени

Результаты компонентного состава газа (приложение К) указывают на то, что газ, отобранный в 2008 г., отличается от проб газа пласта Ю1-2 отобранных в январе-феврале текущего года. Особенно наглядно это показывает отношение $i-C_4/n-C_4$ и C_2/C_3 (рисунок 4.8).

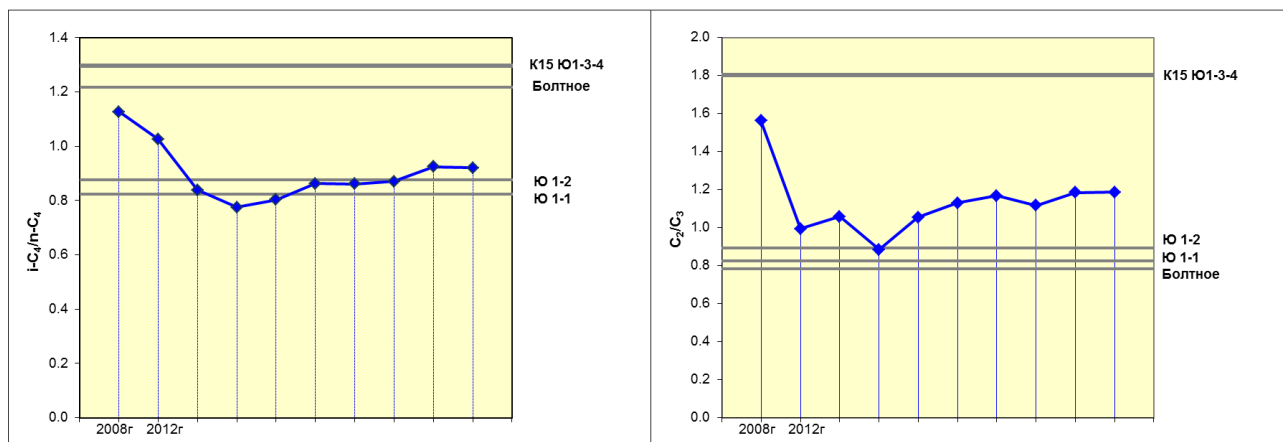


Рисунок 4.8 - Изменение соотношений C_2/C_3 $i-C_4/n-C_4$, $i-C_5/n-C_5$, для флюида пласта Ю1-2 скважины 15р Казанского месторождения

Однако, как и в случае конденсатов, газ, отобранный в 2012 г., не полностью соответствует газу пласта Ю1-2.

Таким образом, полученные результаты указывают на то, что газовая шапка в районе скважины 15р существует, однако состав ее флюида отличается от флюида Ю1-2. Вполне возможно, что это самостоятельная газоконденсатная залежь, не имеющая гидродинамической связи с уже открытыми на месторождении залежами.

4.2.2 Генетическая типизация газов Казанского и Болтного месторождения

Казанское и Болтное месторождения расположены в юго-западной части Томской области, где на соседних месторождениях, а иногда в пределах одного

месторождения, встречаются залежи нефтей и газов всех трёх генетических типов. Поэтому, как правило, история формирования, залежей нефти и газа на этой территории является сложной и многостадийной, что отражается на разнообразии состава и свойств жидких углеводородов и газов.

Одним из критериев, для подтверждения генетической связи между флюидами Казанского и Болтного месторождения, а также нефтегазоматеринскими породами, является изотопный состав углерода компонентов газа. Изотопный состав углерода широко используется для различных геохимических построений [3]. Это обусловлено тем, что изотопный состав отражает, с одной стороны, генетическую природу нефтегазоматеринского органического вещества, а с другой, течение процессов катагенеза. Ранее [7] на примере Томской области было показано наличие существенных различий в характере молекулярно-изотопных кривых газовой составляющей нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Для изучения изотопного состава была подготовлена коллекция газов, в которую были включены не только отобранные пробы газов из эксплуатационных скважин Казанского и Болтного месторождений, но и пробы из коллекции лаборатории из разведочных скважин этих месторождений, а также пробы газов с месторождений сопредельных территорий, которые являются типичными представителями трёх генетических типов органического вещества (баженовского, тогурского и палеозойского).

Из полученных результатов можно увидеть (рисунок 4.9), что наиболее легким изотопным составом всех газовых компонентов от метана до пентана обладают газы, ассоциированные с нефтями баженовского типа. Это обусловлено, прежде всего, природой нефтематеринского органического вещества баженовской свиты и его низким катагенезом. Однако существенно изотопно-тяжёлый метан был обнаружен в газе из баженовской свиты в Западно-Квензерской скважине 3. Это вполне объяснимо, поскольку там породы баженовской свиты являются наиболее термически прогретыми.

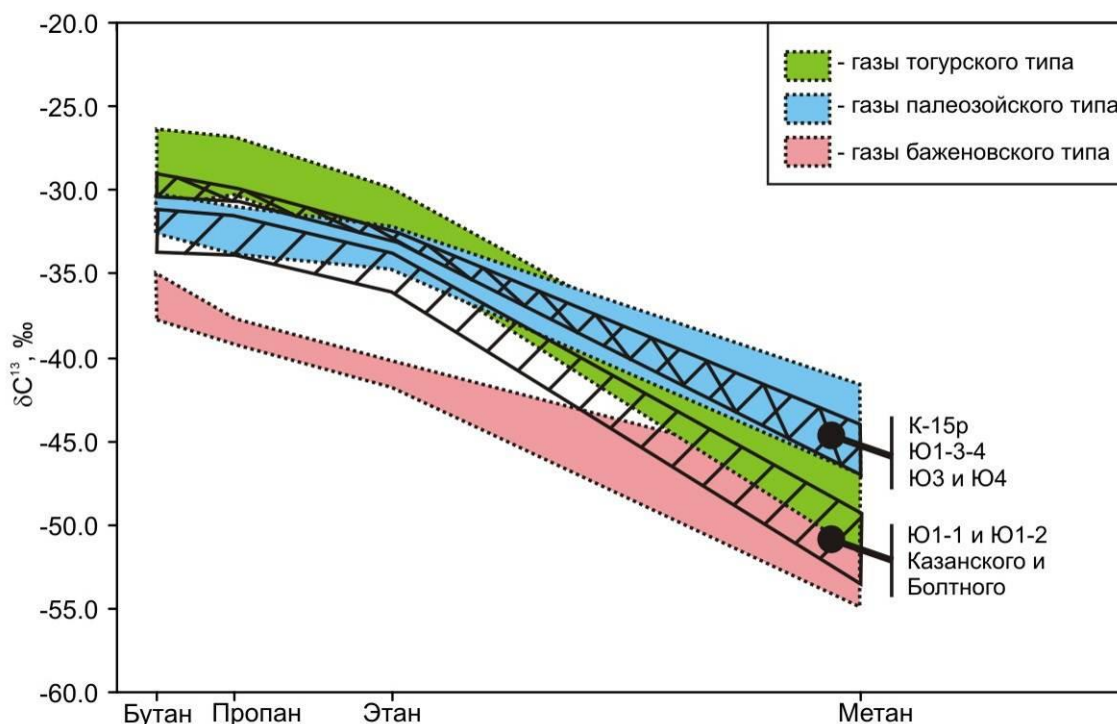


Рисунок 4.9 – Изотопный состав углеводородных газов

Палеозойский тип представлен катагенно преобразованными газами месторождений, генерированными органическим веществом палеозоя. Тяжелый изотопный состав метана и его гомологов для газовых компонентов нефтей этой группы вполне объясним, учитывая высокий катагенез [11], продуцировавшего их органического вещества палеозойских отложений. Хорошо известно [3, 8], что с ростом термической зрелости органического вещества изотопный состав метана существенно утяжеляется. В целом же газовые компоненты палеозойских нефтей характеризуются высокими значениями $\delta^{13}\text{C}$ метана и повышенными значениями $\delta^{13}\text{C}$ для газовых компонентов от этана до пентана, по сравнению с газами баженовского генезиса. Примечательно, что жесткие термические изменения исходного органического вещества, а, возможно, и нефтей не смогли полностью перекрыть генетический эффект, заложенный в типе исходного органического вещества.

Последнюю группу представляют газы генетически связанные с нефтематеринскими породами, исходное органическое вещество которых является терригенным (гумусовым) и окисленным. Изотопный состав углерода

газовой составляющей нефтей тогурского типа является индикатором происхождения этих газов. Источником для них, могло быть органическое вещество углистых отложений. Окислительные условия осадконакопления и вклад высшей наземной растительности в исходную органику могли послужить причиной высоких значений $\delta^{13}\text{C}$ тяжелых газовых компонентов [10]. С другой стороны, различная термическая зрелость углистого органического вещества явилась причиной широкого диапазона изотопного состава метана для нефтей тогурского генетического типа.

Изученные газы Казанского и Болтного месторождений чётко формируют две отдельные группы. В первую, наиболее многочисленную, вошли газы пластов Ю1-1 и Ю1-2 с обоих месторождений. Из рисунка видно, что по генезису эти газы не относятся ни к одному из типов, а, вероятно, представляют собой результат смешения углеводородов, генерированных разными нефтегазоматеринскими породами. Во второй группе оказались только газы из нижележащих пластов Ю1-3-4, Ю3 и Ю4 из скважины 15р Казанского месторождения и они, скорее всего, представляют собой смесь углеводородов, генерированных доюрскими морскими и юрскими континентальными (углистыми) нефтегазоматеринскими породами.

Если рассматривать более детально изотопный состав газов, то оказывается, что выявленные ранее на молекулярном уровне отличия в составе нефтей и конденсатов, хорошо подтверждаются и на изотопном уровне. Газы из пластов Ю1-1 и Ю1-2 Казанского и Болтного месторождений формируют три различные группы. Также отдельно ото всех выделяются газы из скважины 15р Казанского месторождения, изотопный состав которых более тяжёлый за счёт более высокого катагенеза и вклада палеозойского и углистого органического вещества.

Подобно жидким углеводородам из числа скважин пласта Ю1-2 Казанского месторождения выделяется скважина 10р. А из скважин пласта Ю1-1 Казанского месторождения также выделяется ряд скважин (9, 651, 652 и 669),

занимающие промежуточное положение между газами большинства скважин пласта Ю1-1 и газом из пласта Ю1-2 скважины 15р.

Не совсем понятно положение на графике (рисунок 4.10) нескольких проб, которые были взяты для исследований из коллекции лаборатории (Казанское скв.18р, Болтное скв.1 и 3). Скважина 18р Казанского месторождения выделяется из общей массы проб газов пласта Ю1-2. Возможно, здесь сказалось удалённость скважины от остальных, близость ВНК и некая неоднородность состава флюида. Однако ещё более не ясной является причина расхождения изотопного состава газов из разведочных скважин Болтного месторождения и пробуренных недавно эксплуатационных.

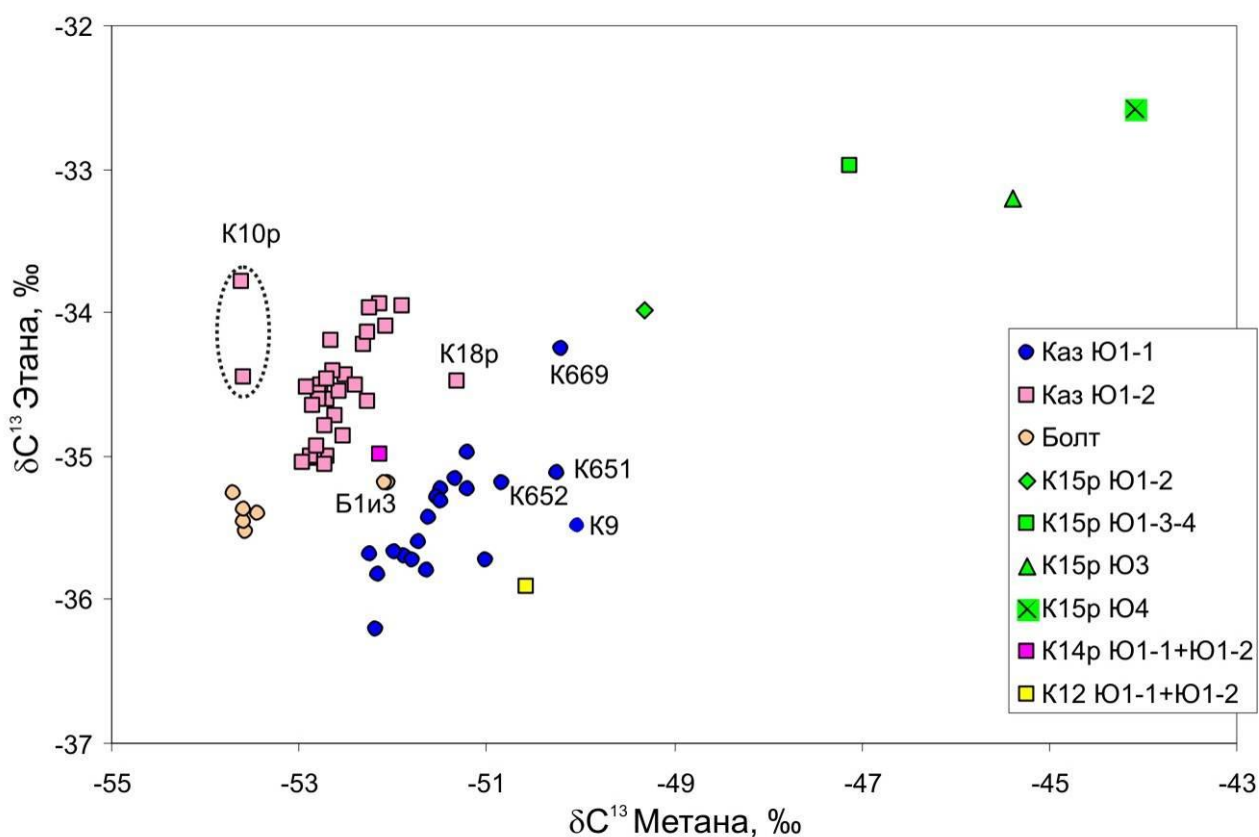


Рисунок 4.10 – Взаимосвязь изотопного состава метана и этана углеводородных газов Казанского и Болтного месторождений.

Разделение нефтей пласта Ю1-2 на группы хорошо подкрепляется результатами исследований молекулярного и изотопного состава газов.

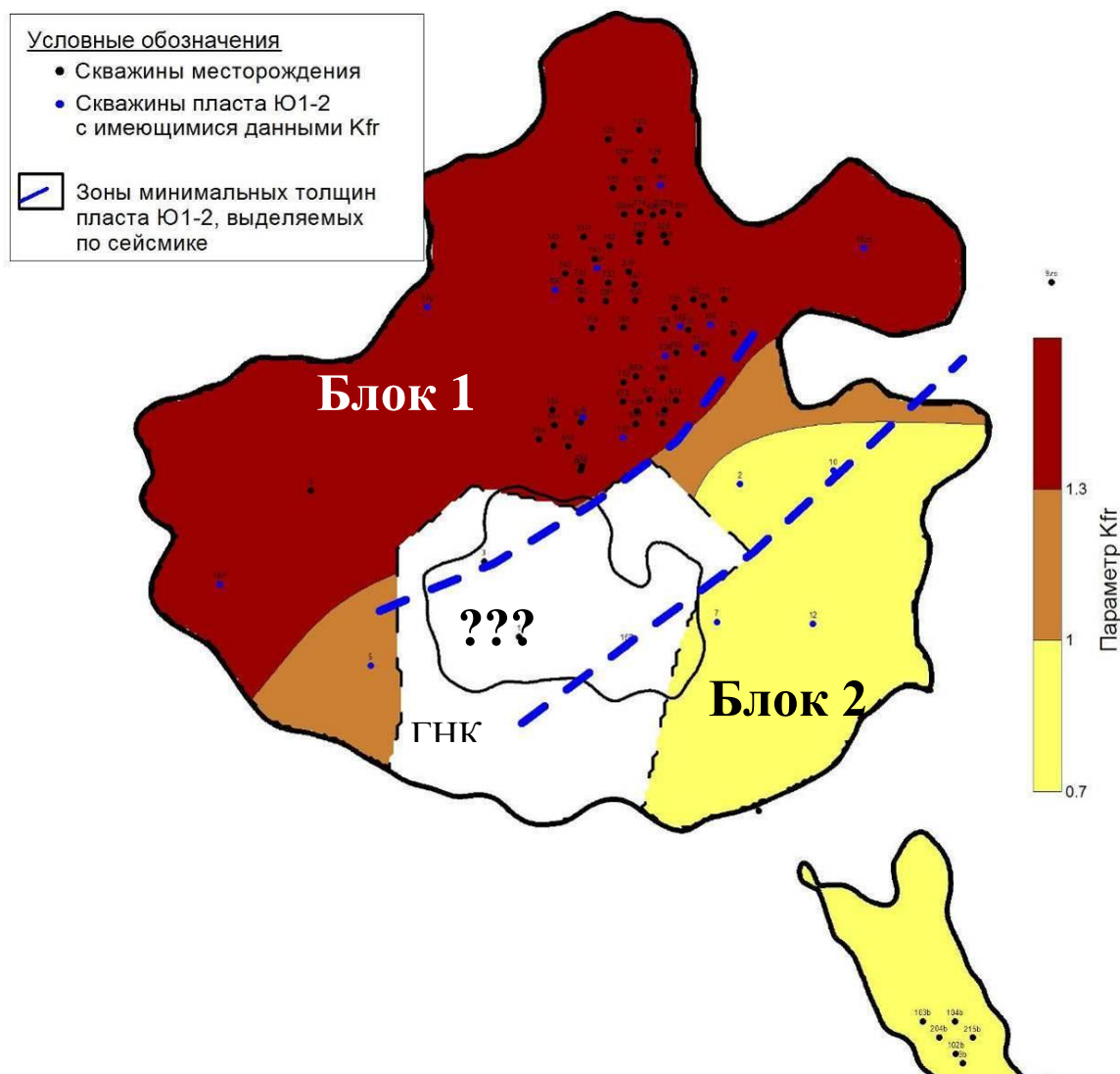


Рисунок 4.11 – Карта изменения параметра Kfr нефтей пласта Ю1-2 Казанского и Болтного месторождений.

Таким образом, исходя из результатов исследований состава и свойств газов, можно предположить следующий вариант схемы формирования залежей Казанского месторождения (рисунок 4.12).

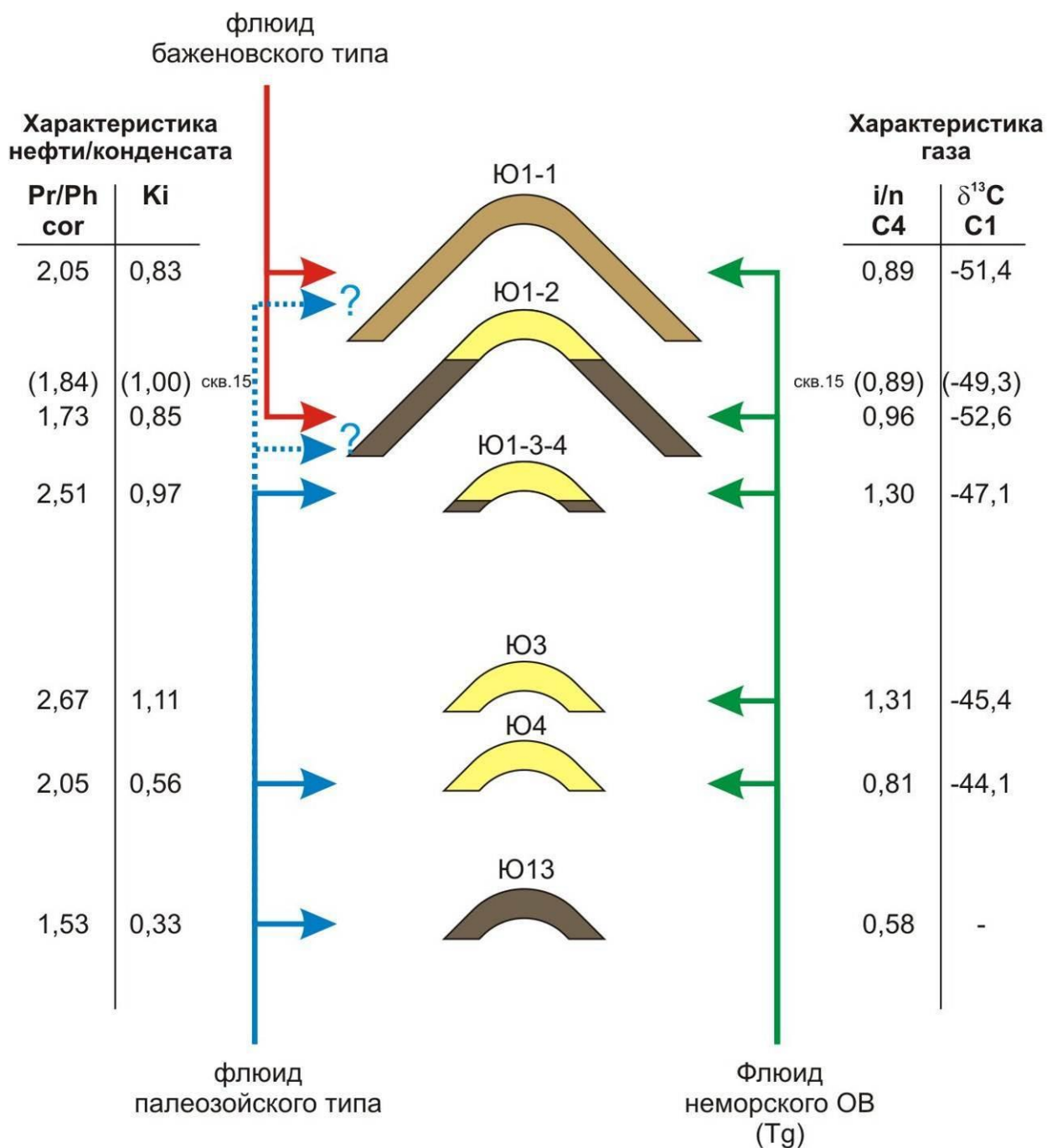


Рисунок 4.12 – Предполагаемая схема заполнения ловушек Казанского месторождения.

Формирование залежей происходило из трёх основных источников.

Самая глубокозалегающая залежь пласта Ю13 образовалась, главным образом, за счёт миграции углеводородов из доюрских отложений. Соответственно, там мы имеем типичный палеозойский флюид с низкими значениями молекулярных параметров Pr/Ph и Ki, а также самым низким

отношением i/nC_4 для попутного нефтяного газа. Эти значения являются типичными для нефтей палеозойского типа, например таких как Арчинское, Кулгинское и др. Далее вверх по разрезу юрских отложений вклад палеозойского флюида достоверно отмечается для залежей пластов Ю4 и Ю1-3-4. Более того, не смотря на то, что в пласте Ю1-3-4 залежь углеводородов классифицируется как газоконденсатная, по результатам исследования экстрактов из песчаников пласта Ю1-3-4 в скважине 15р, предполагается небольшая нефтяная оторочка, которая по всем молекулярным признакам имеет значительную примесь типичного палеозойского флюида.

В остальных залежах (Ю1-1, Ю1-2, Ю1-3-4, Ю3 и Ю4) отмечается вклад газообразных углеводородов, генерированных углистым органическим веществом нефтегазоматеринских пород нижней и средней юры, о чём свидетельствуют повышенные отношения i/nC_4 газов. Действительно, юрский разрез изучаемого района обогащён углистыми отложениями, а суммарные толщины угольных пластов здесь могут достигать 10 % и более от мощности юрских отложений в целом [3].

Схема формирования залежей Ю1-1 и Ю1-2 является ещё более сложной, т.к. заполнение ловушек происходило главным образом за счёт нефтегазогенерации баженовской свитой и подтока газоконденсата тогурского и палеозойского генезиса из нижележащих отложений. Однако стоит отметить, что характер молекулярно-изотопных кривых газовой составляющей является в целом более тяжёлым по сравнению с типичными попутными газами нефтей баженовского типа. Без дополнительных исследований сложно сказать является ли это результатом смешения газов разного генезиса, либо отражает фациальные особенности накопления органического вещества баженовской свиты в этом районе. Для последнего предположения имеются веские основания, поскольку район расположен фактически в самой южной части бассейна накопления осадков «классического» баженовского типа.

На основе выполненных анализов газов Казанского и Болтного месторождений и обобщения их с результатами ранее проведённых исследований были сделаны следующие основные выводы:

1. По молекулярному и изотопному составу газы пластов Ю13, Ю4, Ю3, Ю1-3-4, Ю1-2, Ю1-1 Казанского месторождения и пластов Ю1-1 и Ю1-2 Болтного месторождения достоверно отличаются друг от друга.

В их образовании участвовали нефтематеринские породы палеозоя и юры. Формирование залежей происходило из трёх основных источников.

Залежь Ю13 образовалась, главным образом, за счёт миграции углеводородов из доюрских отложений. Вверх по разрезу вклад палеозойского флюида достоверно отмечается для залежей пластов Ю4 и Ю1-3-4.

В остальных залежах (Ю1-1, Ю1-2, Ю1-3-4, Ю3 и Ю4) замечен вклад жидких и газообразных углеводородов, генерированных углистым органическим веществом пород нижней и средней юры.

Формирование залежей Ю1-1 и Ю1-2 происходило главным образом за счёт нефтегазогенерации баженовской свитой и подтока газоконденсата тогурского и палеозойского генезиса из нижележащих отложений.

2. В результате испытания пласта Ю1-2 скважины 15р Казанского месторождения в 2008 году был получен в основном флюид из нижележащего пласта Ю1-3-4. Повторные испытания в 2012 году дали флюид, достоверно отличающийся от флюида пласта Ю1-3-4 и несколько отличный от флюидов пластов Ю1-1 и Ю1-2. Сделано предположение, что в купольной части Казанского месторождения в районе 15р существует самостоятельная газоконденсатная залежь, гидродинамически не связанная с пластом Ю1-2.

3. В пределах пласта Ю1-2 Казанского месторождения по составу и свойствам флюида выделяется два блока:

- основная часть залежи, которая находится в активной разработке;
- юго-восточная часть (район скважины 10Р).

Заключение

За порогом нового века остались простые технологии поиска и разведки месторождений нефти и газа. Также практически не осталось простых объектов для разработки. Сегодня, как разведка, так и добыча углеводородов являются сложнейшим наукоёмким процессом, требующим для своего осуществления привлечения огромной информации из различных областей знаний науки и техники. К сожалению, отечественные компании далеко не в полной мере используют имеющиеся возможности. Настоящая работа является довольно редким исключением, когда многие не типовые исследования планируются на начальном этапе разработки месторождения, позволяющем изучить особенности состояния пластовой углеводородной системы, близкого к исходному, которое ещё не сильно нарушено процессами добычи и закачки. В ходе выполнения работы был проведён огромный объём экспериментальных исследований с привлечением самых современных методов и аппаратуры, таких как молекулярно-изотопная масс-спектрометрия.

В результате работы был получен огромный массив уникальной информации, отражающий состав и свойства флюидов на молекулярном и изотопном уровнях. Обобщение полученной информации с учётом особенностей геологического строения залежей позволило не только уточнить некоторые имеющиеся представления, но и получить ряд принципиально новых выводов. Основные результаты работы можно сформулировать в виде следующих выводов:

- обобщение геологической информации, полученной в ходе разведочного и эксплуатационного бурения, а так же работы самих скважин;
- проведена большая экспериментальная работа по анализу молекулярного и изотопного состава проб газа с привлечением современных методов и техник;
- выполнен детальный анализ полученных экспериментальных данных;

■ По молекулярному и изотопному составу нефтяные флюиды пластов Нх 3-4, Нх 1, Сд 9, Як 3-7 и вЯк Ванкорского месторождения существенно отличаются друг от друга. Поскольку нефти из разных пластов имеют одинаковую природу (генерированы органическим веществом яновстанской свиты на близких стадиях катагенеза), то выявленные отличия в значительной мере являются следствием вторичных преобразований в залежи, а именно биodeградации. Другим не менее значимым процессом вторичного преобразования, протекающим в залежах, является метаногенез, который послужил одной из возможных причин формирования газовых шапок в залежах Ванкорского месторождения.

■ В пределах пласта Ю1-2 Казанского месторождения по составу и свойствам флюида выделяется два блока (зоны):

- основная часть залежи, которая находится в активной разработке;
- юго-восточная часть (район скважины 10р).

Так как на сегодняшний день многие месторождения с легко извлекаемыми запасами углеводородов, находятся на стадии завершения, либо это совершенно новые месторождения, где нефть и газ находятся в трудно извлекаемых пластах. Рассмотренные геологические условия, дают понять, что новые технологии являются единственным возможным вариантом для последующей экономически рентабельной разработки месторождений. При добычи нефти и газа часто встает проблема одновременной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов, имеющие различные характеристики, одной скважиной. Наличие нескольких горизонтов или пластов с различными характеристиками вызывает необходимость разрабатывать их самостоятельными сетками скважин. Это позволяет экономить значительные ресурсы на бурении скважин. Одним из методов разработки многопластовых месторождений является эксплуатации «общим фильтром», однако на более поздних стадиях разработки по мере поступления информации о гидродинамической связи между скважинами, а также при снятии профилей скважинным девиометром, можно заметить, что некоторые пласты поглощают

жидкость, а не отдают ее. Поглощение происходит вследствие того, что в разных пластах существует разное давление в результате наличия или отсутствия их с нагнетательными скважинами. Определение фильтрационно - емкостных свойств и гидродинамической модели залежи, позволяет увеличить полноту выработки залежи. Наличие разломов легко выявляется сейсмическими методами, однако прямое доказательство их участия в формировании или разрушении залежей нефти и газа, равно как и наличия вертикальной миграции при отсутствии разломов, можно получить только с использованием методов современной геохимии.

Список публикаций

1. Методы защиты промышленного оборудования от механических примесей (Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет 2017 год).
2. Использование изотопного и молекулярного состава газов для контроля разработки месторождений (Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет 2018 год).

Список использованной литературы

1. Галимов Э.М. Кодина Л.А. Исследование органического вещества и газов в осадочных толщах дна мирового океана. – М.: Наука, 1973.
2. Гончаров И.В., Крашин Д.И., Шпильман К.А. О природе газов севера Тюменской области // Геология нефти и газа. – 1983. - №3. – с. 34-38.
3. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири // Геохимия. – 2005г. – №8. – с. 892-898.
4. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири. // Геохимия. – 2005. – №8. – с. 750-769.
5. Контрольная обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ 2D и 3D на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении, 2006 г., ООО «Парадайм Геофизикал»
6. Отчет о результатах сейсморазведочных работ, проведенных на Казанской площади в Парабельском районе Томской области. Сейсморазведочная партия № 10/04-2005 г., ОАО «Сибнефтегеофизика»
7. Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойском осадочном комплексе Западно-Сибирского мегабассейна // Химия нефти и газа: Материалы VI международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – с.34-36.
8. Behar F., Beaumont V. and Penteado H.L. De B. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments // Oil & Gas Science and Technology. – 2001. – Vol. 56. – № 2. – p. 111-134.
9. Cordell, R.J. Depths of oil origin and primary migration: A review and critique / R.J. Cordell // Bull. Am. Assoc. Pet. Geol. – 1972. – № 56. – P.2029-2067.
10. Eilerts C. et. al. Phase Relations of Gascondensate Fluids. Vol. 1. – New York: Assurance Gas Assosiation, 1957.

11. Galimov E.M. Source and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rock // *Cemical Geology*. – 1988. – Vol. 1. – № 3. – p.77-95.
12. Lopatin N.V., Zubairaeв S.L., Kos I.M., Emets T.P., Romanov E.A. and Malchikhina O.V. Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: a self-sourced reservoir system // *Journal of Petroleum Geology*. – 2003. – V.26. – Issue 2. – pp. 225-244.
13. Milkov A.V. Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberian Basin (Russia): Significance for formation of giant Cenomanian gas pools // *AAPG Bulletin*. – 2010. – V.94. – No.10. – pp. 1485-1541.
14. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press. – 2005. – 1155 p.
15. Philippi, G.T. On the depth, time and mechanism of petroleum generation / G.T. Philippi // *Geochim.Cosmochim. Acta*. – 1965 – Vol. 29, № 12. – P. 3061-3073
16. Price, L.C. Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration / L.C. Price // *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.* – 1976. – № 60. – P. 213-244
17. Stainforth J.G. New insights into reservoir filling and mixing processes // Cubitt J.M., England W.A. and Larter S. (eds). *Understanding Petroleum Reservoirs: towards an Integrated Reservoir Engineering and Geochemical Approach*. – London: Geological Society, Special Publications. –V.237. – 2004. – pp.115-132.
18. Vandecasteele J.-P. Microbiology of methane and of C1 compounds // *Petroleum microbiology: concepts, environmental implications*. – Paris: Edition Technip. – 2008. – Vol.1. – pp. 79-172.
19. Wang W.-C., Zhang L.-Y., Liu W.-H., Kang Y., Ren J-H.. Effects of biodegradation on the carbon isotopic composition of natural gas// *Geochemical Journal*. – 2005. – Vol. 39. – P. 301-309.

20. Wenger L.M., Davis C.L., Isaksen G.H. Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality // SPE Reservoir evaluation and engineering. – 2002. – Vol. 5. – pp. 375-383.

Приложение А (обязательное)

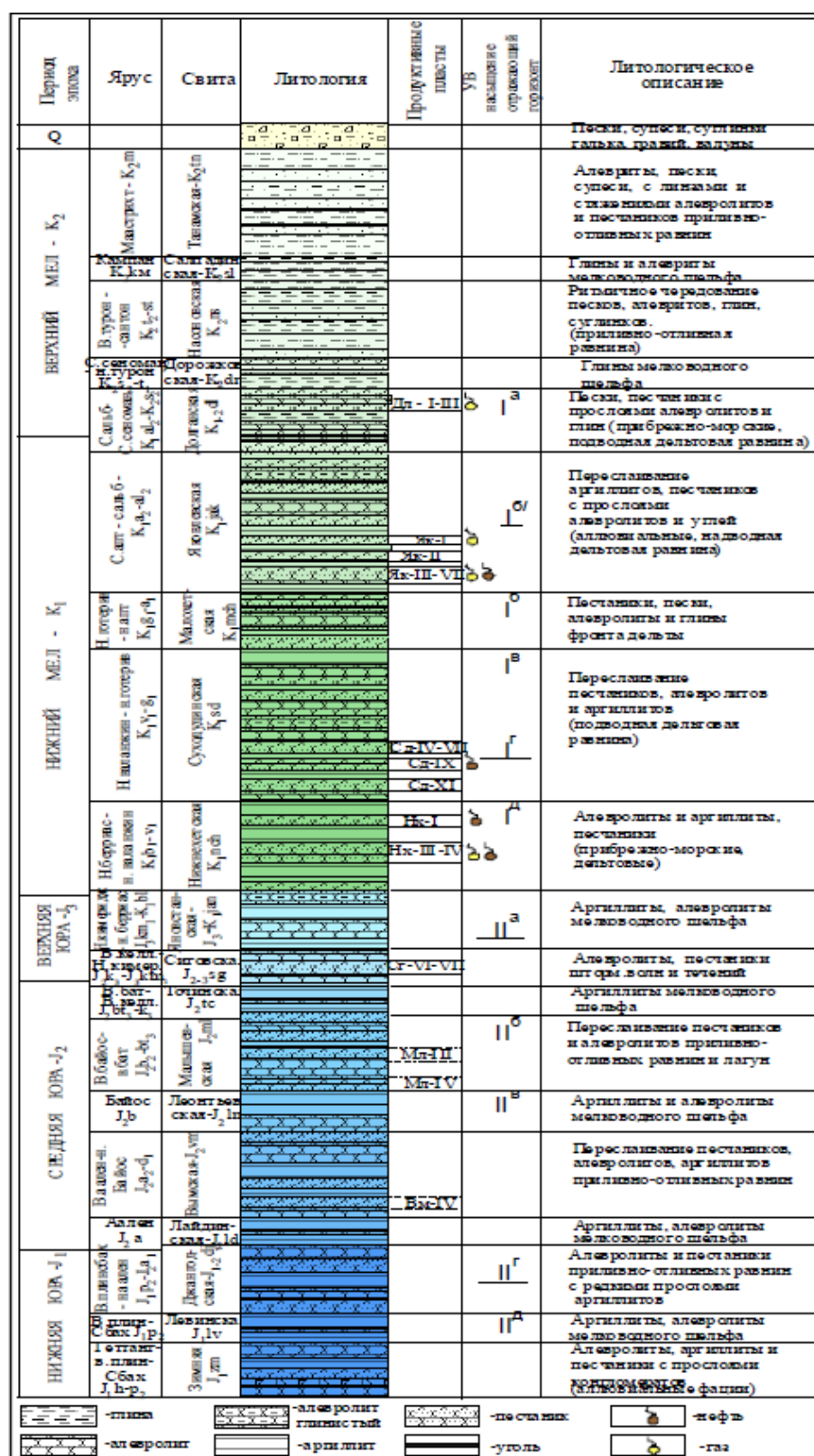


Рисунок 1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

Приложение Б
(обязательное)

Таблица 1 – Результаты определения изотопного состава углерода компонентов газа сепарации

Шифр	Площадь	N скв.	Пласт	Глубина м., после увязки	Глубина а.о. м., после увязки	Изотопный состав углерода $\delta^{13}\text{C}$, ‰				
						Метан	Этан	Пропан	и-Бутан	н-Бутан
G1353.1	Ванкорское	160	Як 1	1658.00	-1578.87	-45.8	-25.5	не дост.	не дост.	не дост.
G1354.1	Ванкорское	160	Як 3-7	1692.40	-1610.42	-47.0	-25.8	не дост.	не дост.	не дост.
G1352.1	Ванкорское	160	Як 3-7	1696.40	-1614.33	-47.0	-26.1	не дост.	не дост.	не дост.
G1351.1	Ванкорское	160	Як 3-7	1714.00	-1633.40	-47.7	-27.4	не дост.	не дост.	не дост.
G1355.1*	Ванкорское	160	Нх4ск	2840.00	-2732.20	-46.7	-36.6	-30.4	-33.9	-30.6
G1349.1	Ванкорское	160	Нх 4	2841.50	-2733.66	-45.0	-38.1	-30.4	-34.3	-30.5
G1347.1	Ванкорское	160	Нх 4	2847.00	-2736.79	-46.9	-38.1	-29.2	-34.3	-29.5
G1346.1	Ванкорское	160	Нх 4	2850.00	-2739.04	-46.5	-36.7	-29.6	-33.5	-29.5
G1348.1	Ванкорское	160	Нх 4	2850.00	-2741.97	-46.2	-36.4	-29.2	-33.4	-28.8
G1344.1	Ванкорское	160	Нх 3-4	2851.70	-2743.63	-46.6	-37.4	-28.6	-33.5	-28.1
G1345.1	Ванкорское	160	Нх 4	2853.50	-2745.39	-47.0	-36.9	-28.5	-33.8	-27.5

Шифр	Площадь	N скв.	Пласт	Глубина м., после увязки	Глубина а.о. после увязки м.,	Изотопный состав углерода $\delta^{13}\text{C}$, ‰				
						Метан	Этан	Пропан	и-Бутан	н-Бутан
G1363.1	Ванкорское	941	вЯк 2	1623.50	-1350.90	-45.6	-25.6	не дост.	не дост.	не дост.
G1362.1	Ванкорское	941	вЯк 2	1633.00	-1356.94	-44.1	-26.0	не дост.	не дост.	не дост.
G1361.1	Ванкорское	941	вЯк 2	1642.00	-1362.67	-45.5	-25.9	не дост.	не дост.	не дост.
G1364.1*	Ванкорское	941	вЯк 3	1659.00	-1373.40	-45.3	-25.7	не дост.	не дост.	не дост.
G1360.1	Ванкорское	941	вЯк 3	1666.00	-1377.95	-44.9	-25.5	не дост.	не дост.	не дост.
G1359.1	Ванкорское	941	вЯк 4	1739.50	-1424.74	-44.9	-25.9	не дост.	не дост.	не дост.
G1358.1	Ванкорское	941	Як 3-7	2035.00	-1612.85	-45.1	-25.2	не дост.	-20.3	не дост.

Приложение В
(обязательное)

Таблица 2 – Результаты определения компонентного состава углерода (однократная сепарация при 20 °с и атмосферном давлении), скв. 160, пласт Нх 4

.Наименование компонентов	Молярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая Нефть
He	0.0046	0.000	0.0027
H ₂	0.0038	0.000	0.0022
CO ₂	0.7964	0.000	0.4579
N ₂	0.0397	0.000	0.0228
C ₁	83.2255	0.187	47.9329
C ₂	3.1343	0.083	1.8375
C ₃	3.0225	0.318	1.8730
i-C ₄	2.3856	0.593	1.6238
n-C ₄	2.3443	0.935	1.7454
i-C ₅	1.6362	1.514	1.5841
n-C ₅	0.8949	1.263	1.0512
C ₆	1.2937	5.295	2.9943
C ₇	0.9364	10.835	5.1435
C ₈	0.1640	4.895	2.1749
C ₉₊	0.1180	74.081	31.5536
Молярная масса, г/моль	23.004	215	104.61
Молярная масса остатка, г/моль	-	-	257.18
Плотность, кг/м ³	0.961	846.8	731
Газосодержание, м ³ /т	-	-	150.7

Приложение Г (обязательное)

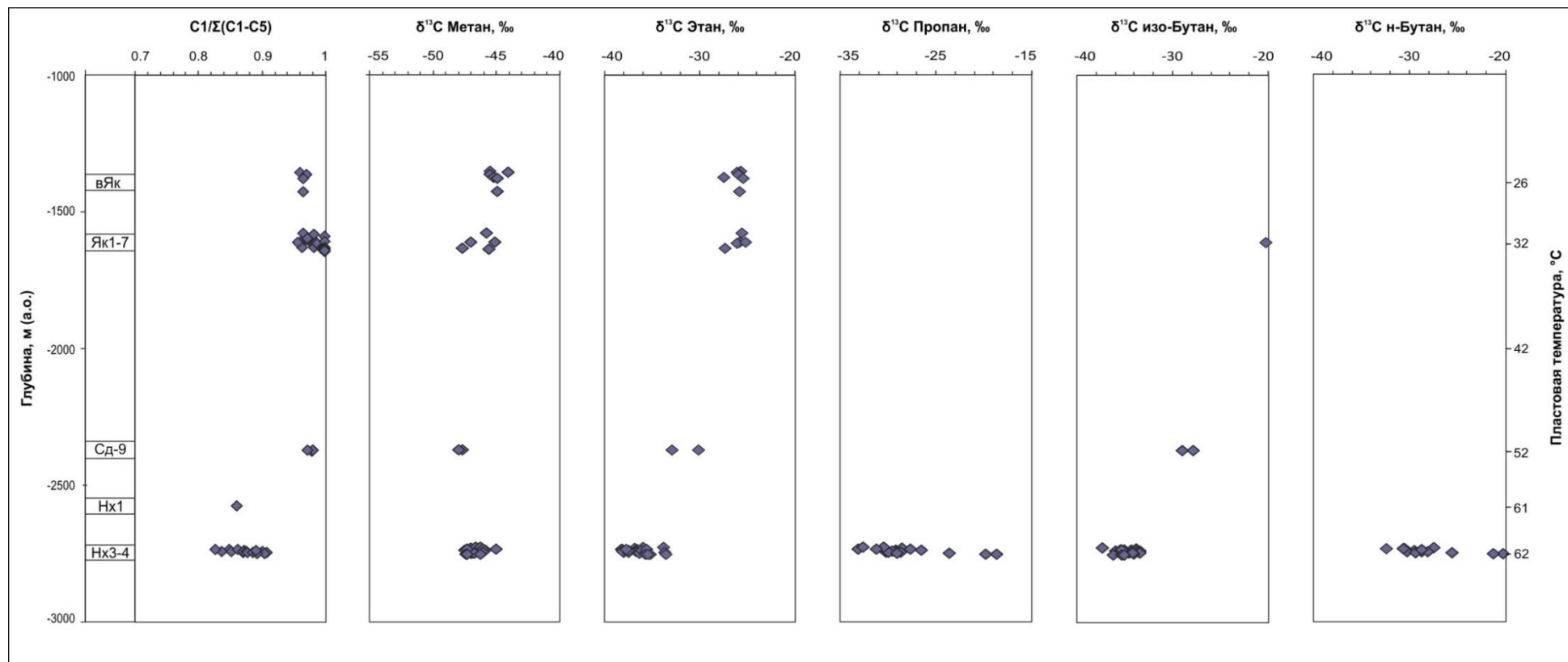


Рисунок 2 – Изменение компонентного и изотопного состава газов различных пластов Ванкорского месторождени

Приложение Д (обязательное)

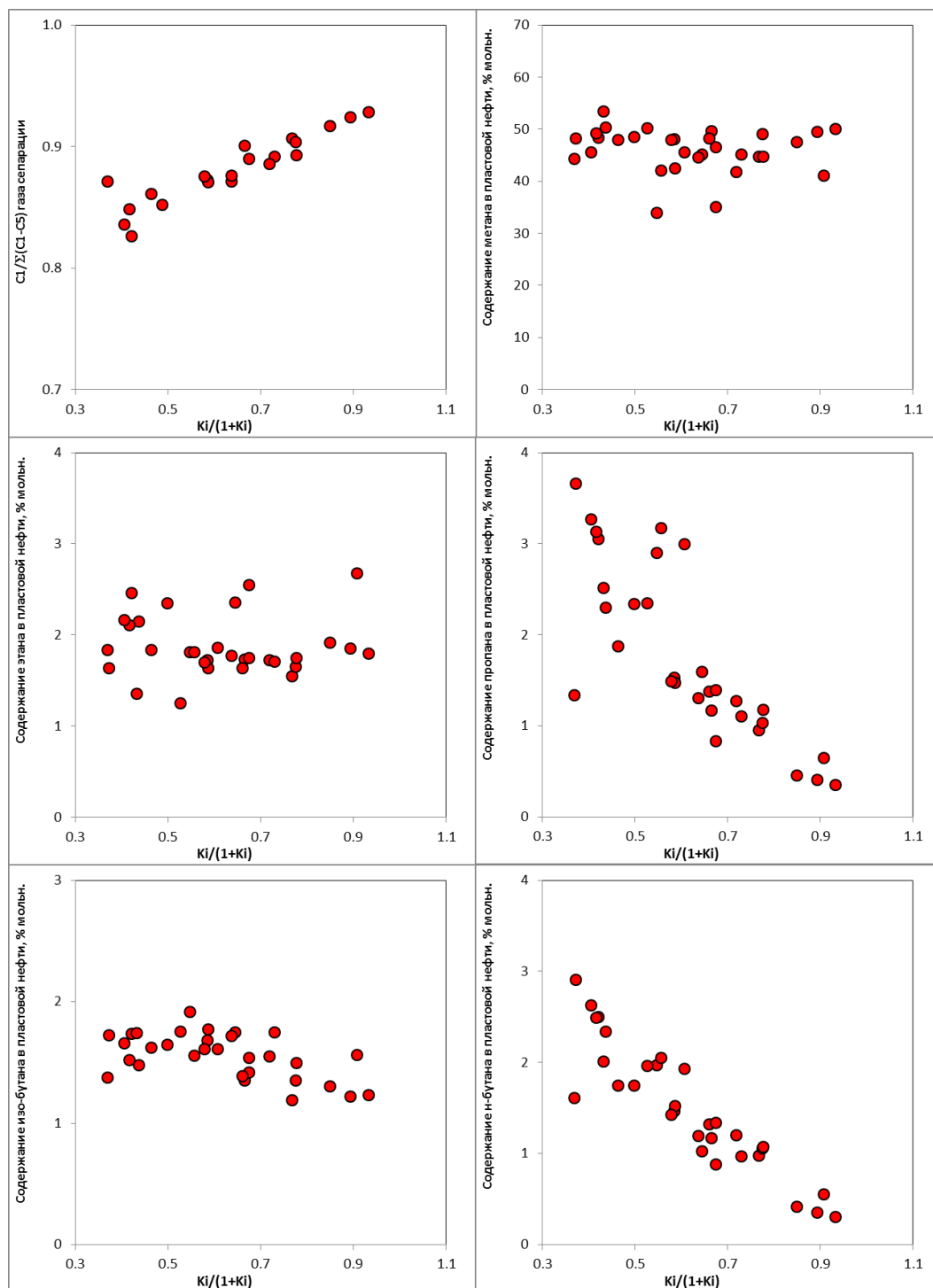


Рисунок 3 – Взаимосвязь состава газа сепарации и содержания газовых компонентов в составе глубинных проб пластовой нефти пласта Нх 3-4 с изопреноидным коэффициентом $K_i/(1+K_i)$

Приложение Е

(обязательное)

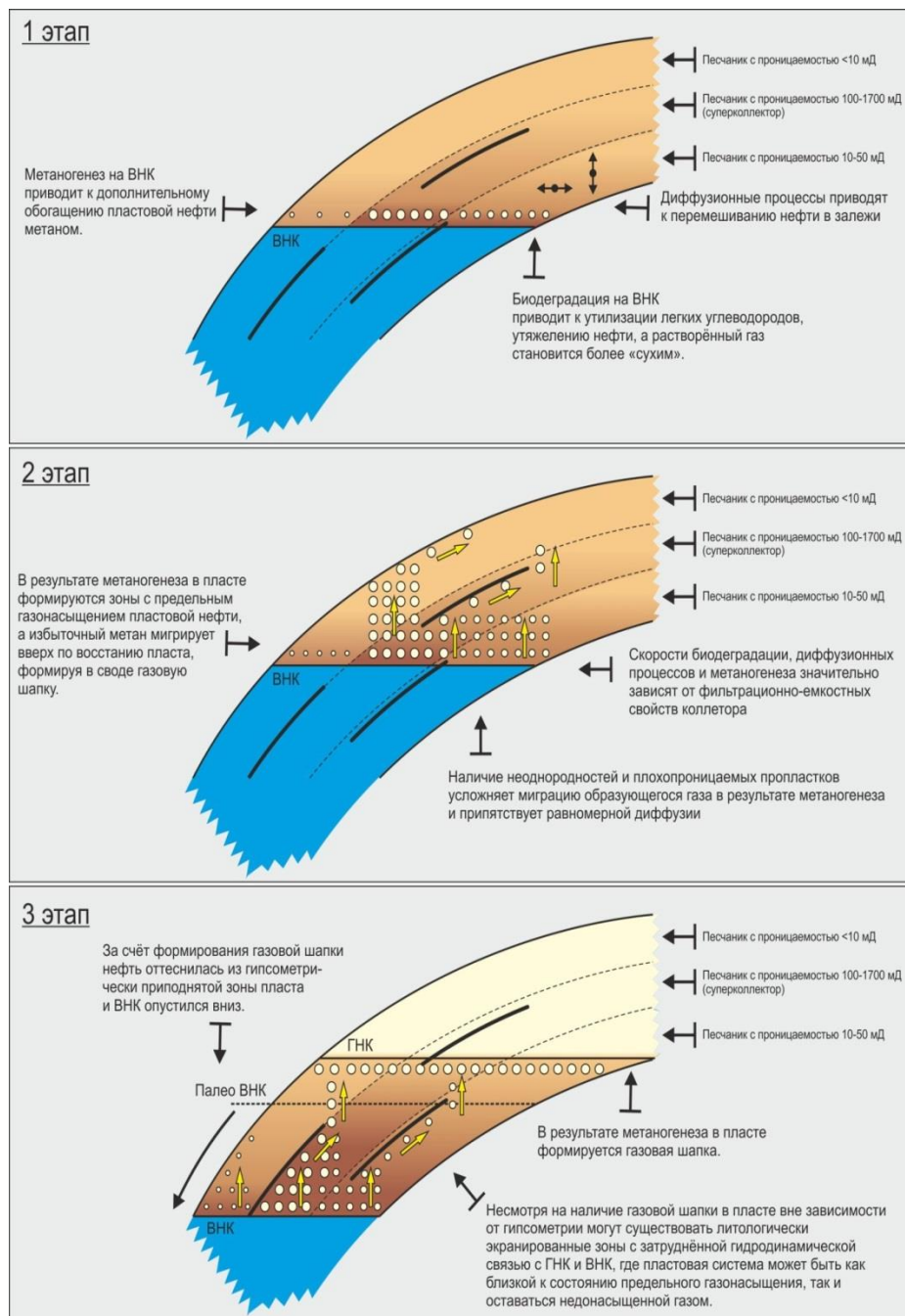


Рисунок 4 – Упрощённая схема биодеградации нефти в сложнопостроенном коллекторе (пласт Нх 3-4 Ванкорского месторождения)

Приложение Ж
(обязательное)

Таблица 3 - Компонентный состав устьевых проб газа (по результатам двух отборов)

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Содержание, % мольн.											
				Гелий	Водород	Двуок. углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	С6+
1	Казанское**	320	Ю1-1	0.004 0	0.000 5	2.8463	1.231 2	43.095 4	7.3251	16.212 5	8.137 5	9.8237	4.149 1	2.747 6	4.427 0
2	Казанское**	651	Ю1-1	0.035 5	0.000 0	0.6665	0.265 3	69.594 0	7.6697	11.676 1	4.009 2	4.0464	1.024 6	0.554 7	0.459 0
3	Казанское**	652	Ю1-1	0.020 2	0.000 0	0.6739	0.038 6	69.616 0	8.4348	11.806 5	3.729 6	3.6741	0.949 5	0.533 0	0.523 0
4	Казанское**	654	Ю1-1	0.022 2	0.000 0	0.5478	1.451 7	85.701 0	4.2481	4.0280	1.323 9	1.4005	0.500 9	0.324 7	0.450 0
5	Казанское*	655	Ю1-1	0.012 0	0.000 2	0.5337	1.588 7	82.107 0	4.4846	4.8218	1.832 8	2.2252	0.932 5	0.681 8	0.777 5
6	Казанское**	669	Ю1-1	0.013 3	0.000 0	0.7899	0.209 4	69.872 0	8.2164	11.673 0	3.720 3	3.8693	0.918 7	0.475 6	0.243 0
7	Казанское*	672	Ю1-1	0.010	0.000	0.5266	1.440	82.500	4.2291	4.5235	1.812	2.3114	1.045	0.773	0.830

№ п/п	Месторождение	Скв. .	Пласт	Содержание, % мольн.											
				Гелий	Водород	Двуок. углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	C6+
				3	3		2	0			1		1	2	3
8	Казанское*	673	Ю1-1	0.0136	0.0002	0.5280	1.6447	85.3170	4.1164	3.7944	1.3213	1.5738	0.6825	0.5079	0.5012
9	Казанское*	674	Ю1-1	0.0133	0.0002	0.5800	1.7692	84.9810	4.1153	3.9132	1.3203	1.5566	0.6380	0.4834	0.6308
10	Казанское*	689	Ю1-1	0.0127	0.0002	0.5085	1.7096	84.0370	4.2185	4.0607	1.4520	1.7753	0.8137	0.6245	0.7857
11	Казанское*	690	Ю1-1	0.0126	0.0004	0.5248	1.8578	85.3310	4.0727	3.7032	1.2321	1.4536	0.6504	0.5162	0.6448
12	Казанское*	705	Ю1-1	0.0124	0.0002	0.5576	1.5040	85.4597	4.1290	3.8778	1.2953	1.5276	0.5951	0.4477	0.5935
13	Казанское*	706	Ю1-1	0.0112	0.0003	0.5031	1.7662	83.4010	4.2159	4.1972	1.5067	1.8633	0.8995	0.7040	0.9332
14	Казанское*	724	Ю1-1	0.0121	0.0000	0.6203	0.2679	86.6629	4.2631	3.9543	1.2877	1.4847	0.5431	0.3956	0.5083
15	Казанское*	725	Ю1-1	0.009	0.000	0.6082	1.554	84.660	4.3857	4.3262	1.466	1.6676	0.566	0.371	0.385

№ п/п	Месторождение	Скв. .	Пласт	Содержание, % мольн.											
				Гелий	Водород	Двуок. углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	C6+
				7	0		0	0			3		3	3	8
16	Казанское*	726	Ю1-1	0.0110	0.0003	0.5606	1.4776	86.6930	4.2361	3.7646	1.1471	1.2207	0.4134	0.2670	0.2071
17	Казанское**	731	Ю1-1	0.0201	0.0087	1.0956	2.3781	89.0182	3.6602	2.1588	0.4929	0.5221	0.2127	0.1540	0.2780
18	Казанское**	741	Ю1-1	0.0085	0.0004	1.2136	0.2820	59.7710	7.0159	13.1308	5.6816	6.5324	2.3080	1.4993	2.5560
19	Казанское**	747	Ю1-1	0.0664	0.0010	0.6418	0.0000	47.1658	6.4736	15.5362	8.7480	10.8355	4.3715	2.6863	3.4738
20	Казанское**	774	Ю1-1	0.0119	0.0000	1.4279	1.5634	78.0310	4.9651	5.6652	2.2135	2.5968	1.2983	0.8565	1.3710
21	Казанское*	21p	Ю1-1	0.0111	0.0006	0.4122	1.9846	80.2450	4.8717	5.6345	2.0768	2.4276	0.9459	0.6884	0.7003
22	Казанское*	100	Ю1-2	0.0081	0.0003	1.1652	0.9427	80.5960	4.4695	4.9211	2.1319	2.6608	1.2669	0.8890	0.9492
23	Казанское**	101	Ю1-2	0.004	0.000	1.4234	0.518	70.255	7.5260	11.100	4.010	3.6007	0.880	0.429	0.250

№ п/п	Месторождение	Скв. .	Пласт	Содержание, % мольн.											
				Гелий	Водород	Двуок. углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	C6+
				6	2		1	5		0	3		7	6	4
24	Казанское*	102	Ю1-2	0.0088	0.0002	1.1500	1.2074	83.0280	4.2094	4.0862	1.6391	2.0430	1.0303	0.7461	0.8538
25	Казанское*	110	Ю1-2	0.0082	0.0003	1.1237	1.1027	85.5760	3.7629	3.3188	1.2416	1.6360	0.8452	0.6386	0.7447
26	Казанское*	111	Ю1-2	0.0044	0.0003	1.2256	0.1835	68.5290	7.1449	11.1714	4.2556	4.5960	1.3454	0.8216	0.7216
27	Казанское*	112	Ю1-2	0.0114	0.0003	1.2790	1.4756	84.5740	4.6169	4.2060	1.2160	1.2871	0.4409	0.3324	0.5615
28	Казанское**	125	Ю1-2	0.0007	0.0000	1.4520	0.0000	44.6826	13.2593	22.9074	7.6370	6.9753	1.6473	0.8557	0.5830
29	Казанское**	132	Ю1-2	0.0208	0.0000	1.3694	0.3460	69.4150	7.5957	11.8823	4.1087	3.6025	0.8547	0.4415	0.3630
30	Казанское*	140	Ю1-2	0.0084	0.0000	0.8652	1.5712	88.8410	3.7444	2.3274	0.7905	0.8004	0.2754	0.2188	0.5595
31	Казанское*	142	Ю1-2	0.005	0.000	1.1272	0.511	73.619	6.1869	8.4975	3.464	3.7734	1.276	0.813	0.725

№ п/п	Месторождение	Скв. .	Пласт	Содержание, % мольн.											
				Гелий	Водород	Двуок. углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	C6+
				7	0		3	0			9		3	1	6
32	Казанское*	143	Ю1-2	0.0083	0.0000	0.8916	1.1816	88.3150	3.7748	2.9038	0.8446	0.8885	0.3559	0.2879	0.5477
33	Казанское*	150	Ю1-2	0.0103	0.0000	1.0228	1.4228	87.9290	3.7789	2.9206	0.8302	0.8726	0.3604	0.2977	0.5535
34	Казанское*	152	Ю1-2	0.0103	0.0000	1.0061	1.4187	89.1108	3.7545	2.7650	0.7321	0.7140	0.2025	0.1343	0.1517
35	Казанское*	160	Ю1-2	0.0127	0.0000	1.0504	1.7145	90.4530	3.3122	2.0691	0.4952	0.4650	0.1358	0.0956	0.1956
36	Казанское**	204	Ю1-2	0.0156	0.0011	0.6495	1.5648	87.7250	4.1377	3.2885	0.9179	0.9870	0.3151	0.2013	0.1960
37	Казанское**	215	Ю1-2	0.0184	0.0004	1.1774	0.8723	80.6310	5.0954	6.2076	2.2741	2.3973	0.6720	0.3580	0.2980
38	Казанское**	322	Ю1-2	0.0202	0.0001	1.1734	1.1171	84.1760	5.3062	4.7472	1.3303	1.2247	0.3500	0.2130	0.3430
39	Казанское**	323	Ю1-2	0.025	0.000	1.1937	0.081	85.908	5.0826	4.0359	1.248	1.2839	0.468	0.309	0.359

№ п/п	Месторождение	Скв. .	Пласт	Содержание, % мольн.											
				Гелий	Водород	Двуок. углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	C6+
				7	7		4	0			7		8	7	0
40	Казанское**	324	Ю1-2	0.0073	0.0000	1.3470	0.4059	71.1980	7.4202	11.0927	3.8831	3.3954	0.7684	0.3363	0.1470
41	Казанское**	405	Ю1-2	0.0091	0.0000	1.3125	0.9900	84.5521	5.2605	4.7001	1.3438	1.1978	0.3276	0.1726	0.1340
42	Казанское**	406	Ю1-2	0.0100	0.0018	1.1718	1.2734	84.6310	5.1782	4.5164	1.2485	1.1689	0.3361	0.2095	0.2550
43	Казанское**	408	Ю1-2	0.0118	0.0001	1.1196	1.0130	86.7130	4.6810	3.5100	1.0089	1.0242	0.3894	0.2525	0.2760
44	Казанское*	736	Ю1-2	0.0119	0.0000	1.0665	1.8144	87.2250	3.9467	3.1649	0.9026	0.9311	0.3074	0.2247	0.4038
45	Казанское*	10р	Ю1-2	0.0064	0.0000	2.1264	0.6397	72.3550	5.5005	8.7834	4.8388	3.6019	1.2929	0.5626	0.2932
46	Казанское*	11р	Ю1-2	0.0045	0.0000	1.1783	0.2006	57.4900	8.6661	17.2058	6.3227	6.0265	1.4462	0.8262	0.6344
47	Казанское*	30р	Ю1-2	0.010	0.000	1.1094	1.269	87.770	3.8763	2.8612	0.775	0.8853	0.442	0.403	0.599

№ п/п	Месторождение	Скв. .	Пласт	Содержание, % мольн.											
				Гелий	Водород	Двуок. углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	С6+
				0	0		3	0			2		1	9	4
48	Казанское*	31р	Ю1-2	0.0080	0.0000	1.0728	1.3588	87.8700	3.8056	2.9154	0.8225	0.8547	0.3647	0.3221	0.6043
49	Казанское*	32р	Ю1-2	0.0106	0.0000	1.0027	1.5630	88.2160	3.6808	2.8184	0.7967	0.8221	0.3062	0.2508	0.5320
50	Казанское*	33р	Ю1-2	0.0063	0.0000	1.1365	0.7443	86.3120	4.2599	3.6568	1.1786	1.2662	0.4980	0.3646	0.5752
51	Казанское*	14р	Ю1-1+Ю1-2	0.0124	0.0003	0.7097	1.7708	86.6627	3.8347	3.1658	1.0643	1.2314	0.5625	0.4466	0.5388
52	Болтное**	102	Ю1-1+Ю1-2	0.0100	0.0041	2.4059	1.4128	77.3977	5.2653	6.8049	2.8633	2.4010	0.8699	0.4475	0.1180
53	Болтное**	103	Ю1-1+Ю1-2	0.0136	0.0464	2.1327	1.2179	81.6433	4.8777	5.7704	1.8859	1.5812	0.5792	0.1999	0.0520
54	Болтное**	104	Ю1-1	0.0179	0.0279	2.9709	1.5642	77.9298	5.3292	6.8645	2.5346	1.9991	0.5618	0.1789	0.0210
55	Болтное**	204	Ю1-1+Ю1-	0.010	0.001	2.4485	1.518	77.639	5.2821	6.6406	2.672	2.2155	0.865	0.422	0.284

№ п/п	Месторождение	Скв. .	Пласт	Содержание, % мольн.											
				Гелий	Водород	Двуок. углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	С6+
			2	2	0		6	0			6		1	5	0
56	Болтное**	215	Ю1-1+Ю1-2	0.0184	0.0097	2.5694	1.2714	75.8050	5.7261	7.7700	3.2722	2.6657	0.5977	0.1125	0.1830

* - пробы отобранные в 02.2011;

** - пробы отобранные в 12.2011.

Приложение И
(обязательное)

Таблица 5 - Результаты определения изотопного состава углерода компонентов проб газа

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$					
						углерод	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан
1	Казанское	9	Ю1-1	2465-2470	16.03.2003	-18.6	-50.0	-35.5	-33.7	-31.9	-33.7
2	Казанское	21р	Ю1-1	2800.4-2805.4	07.02.2011	-14.9	-52.2	-36.2	-33.6	-31.0	-33.1
3	Казанское	651	Ю1-1	2746.3-3419.0	20.12.2011	-15.3	-50.3	-35.1	-32.9	-30.5	-32.6
4	Казанское	652	Ю1-1	3025.5-3471.0	20.12.2011	-15.9	-50.8	-35.2	-33.1	-30.9	-32.6
5	Казанское	654	Ю1-1	2555.2-2561.4	21.12.2011	-15.2	-51.3	-35.2	-33.2	-31.0	-32.9
6	Казанское	655	Ю1-1	2711.5-2717.5	06.02.2011	-15.1	-51.5	-35.2	-33.3	-31.1	-32.9
7	Казанское	669	Ю1-1	-	20.12.2011	-15.0	-50.2	-34.3	-32.7	-30.9	-32.7
8	Казанское	672	Ю1-1	2500.5-2507.0	06.02.2011	-15.5	-51.5	-35.3	-33.5	-31.1	-33.1
9	Казанское	673	Ю1-1	2547.5-2553.0	06.02.2011	-15.1	-51.2	-35.2	-33.1	-30.9	-32.8
10	Казанское	674	Ю1-1	2787.0-2790.0	06.02.2011	-14.5	-51.5	-35.3	-33.1	-31.0	-32.9

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$					
						углерод с ^ь	Метан	Этан	Пропан	Изобута н	н-Бутан
11	Казанское	689	Ю1-1	2604.0-2608.5	06.02.2011	-15.9	-51.6	-35.4	-33.3	-31.2	-33.0
12	Казанское	690	Ю1-1	2736.0-2740.5	06.02.2011	-15.1	-51.0	-35.7	-33.7	-31.4	-33.4
13	Казанское	705	Ю1-1	2704.5-2708.0	06.02.2011	-14.4	-51.2	-35.0	-33.3	-30.8	-32.7
14	Казанское	706	Ю1-1	2618.0-2622.0; 2624.0-2626.0	06.02.2011	-14.7	-51.9	-35.7	-33.6	-31.0	-32.9
15	Казанское	724	Ю1-1	2713.0-2717.6	06.02.2011	-15.2	-52.0	-35.7	-33.4	-31.0	-32.9
16	Казанское	725	Ю1-1	2651.0-2655.5	06.02.2011	-14.9	-51.7	-35.6	-33.5	-31.0	-33.0
17	Казанское	726	Ю1-1	2553.0-2558.0	06.02.2011	-15.3	-51.8	-35.7	-33.5	-30.8	-32.8
18	Казанское	731	Ю1-1	-	18.12.2011	-23.0	-52.2	-35.8	-33.7	-30.9	-33.5
19	Казанское	741	Ю1-1	-	13.12.2011	-22.3	-51.6	-35.8	-33.8	-33.8	-33.4
20	Казанское	774	Ю1-1	2718.2-2720.5; 2721.0-2726.0	18.12.2011	-19.6	-52.3	-35.7	-33.5	-31.2	-32.9
21	Сомовская пл.	10П	Ю1-2	2518.0-2523.0	04.07.2011	-10.0	-52.7	-35.0	-33.0	-31.1	-32.7

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\delta^{13}\text{C}$, ‰					
						углерод с ^ь	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан
22	Казанское	10р	Ю1-2	2508.6-2511.6; 2512.0-2516.0; 2516.0-2520.0	07.02.2011	-12.6	-53.6	-34.5	-31.9	-30.4	-31.9
23	Казанское	10р	Ю1-2	2508.6-2511.6; 2512.0-2516.0; 2516.0-2520.0	27.09.2005	-12.3	-53.6	-33.8	-31.7	-30.3	-31.2
24	Казанское	11р	Ю1-2	2489.5-2499.5	07.02.2011	-13.4	-52.7	-34.6	-32.2	-30.7	-32.5
25	Казанское	18р	Ю1-2	2492.0-2500.0	25.07.2009	-4.0	-51.3	-34.5	-33.0	-31.2	-32.9
26	Казанское	30р	Ю1-2	2820.0-2834.0	06.02.2011	-12.9	-52.5	-34.4	-32.5	-30.8	-32.4
27	Казанское	31р	Ю1-2	2688.0-2692.0; 2692.0-2704.0	06.02.2011	-13.0	-52.8	-34.5	-32.2	-30.5	-32.3
28	Казанское	32р	Ю1-2	2650.0-2660.0; 2660.0-2672.0	06.02.2011	-12.9	-52.6	-34.6	-32.3	-30.7	-32.3
29	Казанское	33р	Ю1-2	2636.0-2640.0; 2640.0-2652.0	06.02.2011	-11.7	-52.3	-34.2	-32.2	-30.6	-32.3

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$					
						углерод с ^ь	Метан	Этан	Пропан	Изобута н	н-Бутан
30	Казанское	100	Ю1-2	2513.0-2517.0; 2517.0-2526.0	06.02.2011	-13.2	-52.8	-34.6	-32.6	-31.2	-32.7
31	Казанское	101	Ю1-2	2678.7-2692.0	06.02.2011	-12.8	-52.1	-33.9	-31.8	-30.3	-31.6
32	Казанское	102	Ю1-2	2617.0-2622.0; 2622.0-2628.0; 2628.0-2631.0	06.02.2011	-12.6	-52.8	-34.6	-32.6	-31.1	-32.5
33	Казанское	110	Ю1-2	2685.5-2696.0	06.02.2011	-13.5	-52.9	-34.5	-32.6	-31.0	-33.0
34	Казанское	111	Ю1-2	-	06.02.2011	-13.7	-52.8	-34.6	-32.8	-31.1	-32.6
35	Казанское	112	Ю1-2	2574.0-2584.5	06.02.2011	-12.5	-52.4	-34.5	-32.4	-30.9	-32.6
36	Казанское	125	Ю1-2	2824.5-2841.0	20.12.2011	-14.0	-52.8	-35.0	-32.9	-31.0	-32.5
37	Казанское	132	Ю1-2	2882.0-2887.0; 2889.0-2898.0	20.12.2011	-13.4	-52.9	-35.0	-33.0	-31.2	-32.6
38	Казанское	140	Ю1-2	2879.5-2893.5	06.02.2011	-12.8	-52.7	-34.2	-32.1	-30.3	-31.9
39	Казанское	142	Ю1-2	-	06.02.2011	-13.5	-51.9	-34.0	-31.9	-30.6	-31.9

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$					
						углерод с ^ь	Метан	Этан	Пропан	Изобута н	н-Бутан
40	Казанское	143	Ю1-2	2686.5-2700.0	06.02.2011	-13.5	-52.6	-34.4	-32.5	-30.7	-32.4
41	Казанское	150	Ю1-2	2695.0-2709.0	06.02.2011	-13.1	-52.7	-34.5	-32.3	-30.6	-32.3
42	Казанское	152	Ю1-2	-	06.02.2011	-12.8	-52.1	-34.1	-32.1	-30.4	-31.9
43	Казанское	160	Ю1-2	3080.5-3095.0	06.02.2011	-12.5	-52.3	-34.1	-32.0	-30.3	-31.9
44	Казанское	215	Ю1-2	2778.3-2786.5	20.12.2011	-13.1	-52.3	-34.6	-32.7	-31.1	-32.8
45	Казанское	322	Ю1-2	2638.5-2662.5	20.12.2011	-13.8	-52.6	-34.7	-32.4	-30.7	-32.4
46	Казанское	323	Ю1-2	3062.6-3063.6; 3064.4-3081.5	20.12.2011	-13.8	-52.7	-35.1	-32.7	-31.2	-32.8
47	Казанское	324	Ю1-2	2874.0-2875.0; 2877.0-2893.0	20.12.2011	-13.6	-52.8	-34.9	-32.9	-32.0	-31.9
48	Казанское	405	Ю1-2	2591.2-2592; 2594.0-2609.5	20.12.2011	-13.6	-52.7	-34.8	-32.5	-31.2	-32.7
49	Казанское	406	Ю1-2	2678.0-2696.0	20.12.2011	-13.8	-52.5	-34.9	-32.6	-31.1	-32.4

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$					
						углерод	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан
50	Казанское	408	Ю1-2	3027.0-3045.5	20.12.2011	-14.2	-53.0	-35.0	-33.0	-31.7	-33.3
51	Казанское	736	Ю1-2	2860.0-2872.0	06.02.2011	-13.1	-52.2	-34.0	-31.9	-30.3	-32.0
52	Казанское	15p	Ю1-2	2445.0-2449.0	21.01.2012	-14.4	-49.3	-34.0	-32.1	-30.7	-32.3
53	Казанское	15p	Ю1-3-4	2487.0-2492.0	05.07.2008	0.1	-47.1	-33.0	-30.6	-29.5	-29.3
54	Казанское	15p	Ю3	2543.0-2549.8	19.06.2008	-3.0	-45.4	-33.2	-30.3	-29.6	-29.1
55	Казанское	15p	Ю4	2606.6-2608.6; 2593.8-2601.0	02.06.2008	-5.0	-44.1	-32.6	-30.0	-30.5	-30.4
56	Казанское	12	Ю1-1+ Ю1-2	2480.5-2483.5; 2488-2492; 2494-2500	26.07.2005	-18.5	-50.6	-35.9	-33.4	-31.9	-33.0
57	Казанское	14p	Ю1-1+ Ю1-2	2482.0-2485.0; 2496.0-2502.0; 2502.0-2510.0	06.02.2011	-14.3	-52.1	-35.0	-32.9	-30.8	-32.7
58	Болтное	1	Ю1-1+ Ю1-	2442.0-2445.0;	08.04.2006	-21.3	-52.1	-35.2	-32.5	-30.9	-32.5

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$					
						углерод с	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан
			2	2451.2-2460.8							
59	Болтное	3	Ю1-1	2474.0-2479.0	11.04.2006	-21.3	-52.1	-35.2	-32.5	-30.9	-32.5
60	Болтное	102	Ю1-1+ Ю1-2	2826.0-2828.0; 2830.0-2834.0; 2840.0-2851.0	10.12.2011	-11.4	-53.6	-35.5	-33.0	-31.3	-33.3
61	Болтное	103	Ю1-1+ Ю1-2	2524.0-2527.0; 2529.5-2534.5; 2537.0-2542.5	12.12.2011	-11.4	-53.6	-35.5	-32.9	-30.9	-32.8
62	Болтное	104	Ю1-1	2565.0-2566.0; 2568.0-2573.0	10.12.2011	-10.7	-53.7	-35.3	-32.7	-31.0	-32.7
63	Болтное	204	Ю1-1+ Ю1-2	2582.0-2584.0; 2586.0-2607.0	10.12.2011	-10.9	-53.6	-35.4	-32.5	-31.0	-32.7
64	Болтное	215	Ю1-1+ Ю1-2	2806.0-2811.0; 2814.0-2817.0; 2820.0-2823.0	10.12.2011	-11.9	-53.4	-35.4	-32.8	-31.1	-32.8

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	δ ¹³ С, ‰					
						углерод	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан
Баженовский тип											
65	Зап.-Квензерская	3	Бажен. свита	3126-3137	14.09.2009	-10.6	-47.5	-41.8	-37.7	-35.7	-36.0
66	Крапивинское	230	не указ.	2686-2704	25.03.2007	-9.5	-54.1	-42.0	-38.8	-31.9	-35.2
67	Крапивинское	233	Ю1-3	2737.0-2748.0	28.05.2009	-1.9	-54.7	-40.4	-39.4	-34.0	-37.8
68	Игольско-Таловое	122	Ю1	3024-3030	18.07.2002	-	-55.0	-40.2	-38.2	-34.3	-35.2
Тогурский тип											
69	Майское	527	Ю16	3157.0-3160.0; 3164.0-3177.0	05.11.2008	-0.7	-51.7	-31.5	-29.1	-30.7	-30.0
70	Квартовое	11p	Pz	2967.6-2972.4	26.08.2008	5.6	-50.4	-31.7	-29.7	-30.5	-29.6
71	Ондатровое	1	Ю1-1	2204-2210	24.06.2007	-11.5	-48.8	-32.9	-29.8	-27.8	-28.9
72	Чкаловское	501	Pz	2968.0-2972.0	24.12.2006	-1.5	-45.4	-30.1	-26.9	-27.9	-26.4
73	Чкаловское	502	Pz	2948-2958	25.02.2008	-	-48.5	-30.3	-27.4	-28.6	-27.1

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\delta^{13}\text{C}, \text{‰}$					
						углерод с ¹³	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан
74	Южно-Мыльджинское	221	Б12	2153.0-2154.6	-	-18.3	-49.5	-33.9	-30.3	-29.0	-31.0
75	Черемшанская	3	Ю14	2989.5-2992.5; 2995.0-3002.0	23.11.2011	-12.4	-49.9	-30.7	-27.4	-27.7	-27.4
Палеозойский тип											
76	Арчинское	42	Pz	2550.0-2563.0; 2565.0-2567.0	05.04.2003	-8.8	-41.7	-32.4	-31.2	-31.2	-30.4
77	Кулгинское	145	об.4	2974-2978	28.10.2003	-12.0	-44.7	-32.2	-31.1	-30.9	-30.7
78	Кулгинское	141	Ю1-3	2638.0-2640.0	13.04.2006	-12.6	-48.4	-34.7	-33.0	-30.5	-31.0
79	Лугинецкое	214	Ю14	2578.0-2588.0	23.04.2006	-20.5	-43.5	-33.4	-33.9	-31.0	-34.9
80	Солоновское	43	Ю14	2904-2907; 2912- 2916; 2924-2927; 2930-2934; 2940- 2950	29.03.2008	-18.3	-47.1	-34.2	-32.7	-32.3	-32.6

№ п/п	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\delta^{13}\text{C}$, ‰					
						углерод с ^ь	Метан	Этан	Пропан	Изобута н	н-Бутан
81	Южно-Табаганское	137	М11	3003-3012	12.04.2006	-12.0	-43.4	-32.0	-30.9	-30.6	-30.3
Газы Северо-Останинского месторождения											
82	Северо-Останинское	2	Ю1-2	2469.6-2473.0; 2482.0-2487.0	05.03.2008	-7.2	-45.1	-34.7	-37.1	-33.5	-36.4
83	Северо-Останинское	7	М	3390.0-3477.3	24.12.2011	-4.5	-45.5	-29.1	-26.4	-27.8	-26.2

Приложение К
(обязательное)

Таблица 6- Компонентный состав газа пластов Ю1-2 и Ю1-3-4 скв. 15 Казанского месторождения

№ п п	Месторожд ение	№ ск в	Пла ст	Дата отбор а	Содержание, % мольн.												i-C4/n-C4	i-C5/n-C5	C2/C3
					Гелий	Водород	Двуокись углерода	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	изопента н	н-Пентан	C6+			
1	Казанское	15 р	Ю1- 3-4	05.07. 08	0.04 90	< 0.00 1	1.14 70	2.32 70	89.57 20	3.64 40	2.01 90	0.47 50	0.36 60	0.16 80	0.07 80	0.15 50	1.29 78	2.15 38	1.80 49
2	Казанское	15 р	Ю1- 2	02.08. 08	0.02 40	0.00 10	1.14 40	2.44 60	87.82 20	3.84 80	2.46 40	0.78 40	0.69 60	0.29 80	0.19 00	0.28 30	1.12 64	1.56 84	1.56 17
3	Казанское	15 р	Ю1- 2	23.01. 12	0.01 72	0.00 19	1.53 59	1.65 06	84.49 34	4.27 40	4.29 83	1.49 43	1.45 64	0.39 15	0.20 75	0.17 88	1.02 60	1.88 64	0.99 43
4	Казанское	15 р	Ю1- 2	15.02. 12	0.02 35	0.00 01	0.97 70	2.15 62	84.17 97	3.92 24	3.70 78	1.33 65	1.59 33	0.51 22	0.36 10	1.23 03	0.83 88	1.41 91	1.05 79
5	Казанское	15 р	Ю1- 2	17.02. 12	0.01 89	0.00 00	0.94 95	2.05 55	81.77 56	3.93 65	4.44 62	1.87 05	2.41 08	1.05 01	0.73 57	0.75 09	0.77 59	1.42 72	0.88 54

6	Казанское	15 р	Ю1- 2	19.02. 12	0.03 22	0.00 01	0.96 77	2.04 82	83.87 27	3.88 44	3.68 19	1.38 62	1.72 49	0.81 17	0.62 62	0.96 38	0.80 36	1.29 61	1.05 50
7	Казанское	15 р	Ю1- 2	21.02. 12	0.02 31	0.00 00	0.97 07	2.14 76	85.00 83	3.79 60	3.35 99	1.12 61	1.30 47	0.45 36	0.31 52	1.49 47	0.86 32	1.43 89	1.12 98
8	Казанское	15 р	Ю1- 2	04.03. 12	0.02 11	0.00 02	0.98 82	1.90 89	85.55 17	3.89 37	3.33 41	1.21 05	1.40 48	0.55 57	0.39 72	0.73 43	0.86 17	1.39 91	1.16 78
9	Казанское	15 р	Ю1- 2	07.03. 12	0.02 02	0.00 00	0.99 47	2.10 92	85.39 29	3.90 60	3.49 97	1.20 25	1.38 21	0.51 42	0.36 44	0.61 45	0.87 00	1.41 09	1.11 61
1 0	Казанское	15 р	Ю1- 2	11.03. 12	0.01 91	0.00 00	0.99 47	2.13 87	86.62 00	3.82 51	3.22 56	1.00 50	1.08 69	0.36 66	0.25 00	0.46 60	0.92 46	1.46 60	1.18 58
1 1	Казанское	15 р	Ю1- 2	13.03. 12	0.03 56	0.00 00	0.98 69	2.08 24	86.60 70	3.79 30	3.19 61	1.02 25	1.11 12	0.39 69	0.28 70	0.48 29	0.92 01	1.38 31	1.18 67

**Приложение II
(справочное)**

**Application of molecular and isotope parameters of gases to control
the development of multi-layer fields in Western Siberia**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Измайлова Диляра		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фадеева Светлана Васильевна	к.г.- м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Factors that impact on the isotopic composition of the gas

Everyone knows that the main constituent of organic compounds is carbon. It belongs to the number of light elements and forms readily mobile compounds, such as CO₂, CH₄, carbonate ion and e.g. Mobility, intensive circulation in geospheres, participation in diverse chemical transformations is a distinctive feature of carbon, which makes its geochemical history extremely saturated and creates favorable prerequisites for isotope separation under natural conditions. As known, each element of the periodic system of D.I. Mendeleev has several isotopes. Isotopes are called varieties of the same chemical element, similar in their physicochemical properties, but differing in atomic weight. [1].

For carbon, six isotopes are known: C_6^{10} , C_6^{11} , C_6^{12} , C_6^{13} , C_6^{14} . Of these, four are radioactive, two are stable - C_6^{12} , C_6^{13} .

Manifestation thermodynamically ordered distribution of isotopes characteristic of biological objects, in geological terms is important in geochemical practice. Biogenic compounds carry a kind of isotope label - a characteristic distribution of carbon isotopes. It is maintained and when the body dies and biogenic molecules trapped in the sediment environment has changed over geologic time, by means of chemical reactions are converted, and losing the original chemical form.

Isotope exchange accompanies each stage of formation of final minerals in equilibrium and non-equilibrium conditions. Therefore, the study of isotope ratios is so important for studying the genesis of oil and gas, it can be used to determine the type of initial biomass, the conditions under which formation fluid was formed, migrations, etc. Thus, the main factors determining the isotope composition are:

- 1) Type of initial organic matter.
- 2) Conditions of fossilization.
- 3) Migration conditions.
- 4) Conditions of occurrence.

Solving problems and research methods

Component composition of gases

Gas-chromatographic determination of gas components was carried out in accordance with GOST 31371.7-2008 (Method A).

Terms of the analysis:

Analysis of gas samples was carried out on gas chromatographs Crystal 5000.2 and Crystal 2000 M.

Crystal 5000.2 chromatograph equipped with a unit 3 TCD (3 thermal conductivity detector) were determined following components:

The composition of the hydrocarbon part of C_2 - C_5 and carbon dioxide was determined using a stainless steel packed column ($L = 3$ m, $\varnothing_{in} = 2$ mm) filled with Haysep R 80/100 mesh and TCD № 1.

Methane, nitrogen and oxygen were identified by a road TCD 2 and a steel packed column with NaX 60/80 mesh ($L = 2$ m, $\varnothing_{in} = 3$ mm).

Hydrogen and helium were separated from the remaining components on a packed column filled with CaA 60/80 mesh ($L = 4$ m, $\varnothing_{in} = 3$ mm) and TCD 3 was detected.

Gas analysis conditions:

Initial programming temperature, °C	40
Final programming temperature, °C	200
Temperature programming speed (up to 130 °C), °C / min	9
Temperature programming speed (from 130 to 200 °C), °C / min	15
Evaporator temperature, °C	210
Temperature of the detector 1 (TCD1), °C	210
Temperature of the detector 2 (TCD2), °C	210
Temperature of the detector 3 (TCD3), °C	210
Carrier gas 1 (analysis of hydrocarbons, oxygen, nitrogen, carbon dioxide) helium	
The flow rate of the carrier gas through the 1 column, ml / min	35

Carrier gas 2 (hydrogen and helium analysis) argon

The flow rate of the carrier gas through the 2 column, ml / min 15

The composition of the hydrocarbon part of C₆-C₁₀ was carried out on a Crystal 2000M chromatograph equipped with a flame ionization detector (FID), a HP-1 capillary column (30 m × 0.319 mm × 3.00 μm).

Conditions for the determination of C₆-C₁₀ hydrocarbons:

Initial programming temperature, °C 40

Final programming temperature, °C 150

Temperature programming speed, °C / min 6

Evaporator temperature, °C 160

Detector temperature, °C 180

Carrier gas Helium

Flow rate of the carrier gas through the column, ml / min 61.5

The quantitative analysis of chromatograms was carried out with by using the Chromatech Analytic program (version 2.5).

Analysis by using mass spectrometry with knowledge of an isotope ratio of gas chromatography (GC-IRMS)

Purpose, scope, terminology:

The goal of the GC-IRMS analysis is to get carbon isotope data in order to for use it for individual compounds in liquids or gases, especially for correlation.

Samples to be analyzed:

Liquids (fully coated / unrefined oils, SAT HC, ARO HC and branched / cyclic and n-alkane fractions) and gases. Internal standards, such as deuterated n-alkanes with a known isotopic composition, can be used, but usually the reference gas and calibration using the standard of the volcano are s enough.

Procedural requirements:

Nowadays, the official method is not defined, but the following recommendations should be observed, if it is possible.

Adoption criteria and reference samples:

At the present, there are no formal eligibility criteria, but if necessary, the following recommendations should be observed.

Reporting requirements:

At the present, specific reporting requirements are not defined for this analysis. For main reporting requirements, see the Reporting Manual, in particular in the "Reference Data" and "Digital Data" sections.

Recommendations and notes:

First of all, the GC should be equipped with a column that leads directly into the combustion furnace using helium as the carrier gas. For fluid analysis, a fused quartz column of 50 m or more with a non-polar phase, such as OV1 or DB1, should be used. These analyzes are carried out mainly in the mode of separation. For GC analysis, the GC should be equipped with a Poraplot post Q 25 m or more (length depending on whether light or gasoline hydrocarbons are analyzed). These analyzes are carried out in split or unbroken mode. The main beam current must be $> 10^{-8}$ A, to avoid the drift of the results in time.

Secondly, the CO₂ source gas must be introduced sequentially in the pulses before and after the array of chromatograms of interest. This reference gas should be calibrated according to the international standard for oil NBS 22. In addition, the instrument should be calibrated according to the standard for alkane every day. Repeated analyzes of the n-alkane standard should be carried out with at least every 10th sample. You do not need to report duplicate values. It is necessary to use background subtraction, and before making this background subtraction, you must select the correct baseline. The value of the background subtraction should be fairly stable for any one sample (change $< \pm 10\%$).

Normal criteria and reference samples: The initial impulses of the CO₂ gas in the zero run shall have a reproducibility equal to or greater than 9.0×10^{-7} . The results from the methane standard should have an accuracy of ± 0.5 ‰ PDB and for the n-alkane standard it is better than ± 0.3 ‰ PDB.

In conclusion, the carbon isotope data for each test compound should be combined in a table. Due to the complex nature of the hydrocarbon types being

analyzed, a single standard table is not always possible. However, compounds belonging to a common group (for example, n-alkanes, branched and cyclic alkanes, etc.), should be combined together.

Genetic typification of fluids

A significant number of oil and gas fields have been discovered on the territory of Western Siberia. In the central regions of Western Siberia, an overwhelming number of deposits are discovered in the Cretaceous sediments. They account for the bulk of the reserves and today's production. However, unlike the Tyumen region, most of the open deposits in the Tomsk region are located in the Upper Jurassic sediments (the Yu1 horizon). In addition, a significant number of deposits are confined to the sediments of the Lower and Middle Jurassic, and from Paleozoic there is industrial extraction.

Previous studies have shown [5] that all the oils and gases of the Tomsk region are genetically related to the three main oil-parent rocks located in the Upper and Lower Jurassic, as well as the Paleozoic. In accordance with them were identified Bazhenov, Togur and Paleozoic types of oils and gases. Each type of gas has a number of significant differences in the physico-chemical properties, which are the consequence of different molecular and atomic composition. Many of them are well known and have been repeatedly described in the literature.

Oil and gases Bazhenov type, most of the oil and gas of the Tomsk region, stratigraphically confined to the traps of the horizon Yu1 and the entire cretaceous complex. Their distinctive features include:

- the lowest values of the ratio of pristown to phytane (Pr / Ph);
- high values of the ratio Ki;
- the lowest catagenesis (high values of Ki, low 4MDBT / 1MDBT).

The antipode of the oils of Bazhenov type gases are oil and gases, conditionally assigned to Togur type. In it, we combined a group of oils and gases generated not only by the Togur pack, but by all other sources located in a wide stratigraphic range from Permian Triassic to Middle Jurassic. At the heart of such an association is a common characteristic for all, reflecting the significant predominance

in the formation of petroleum-based organic matter of non-marine bioproducts and low-reducing or oxidative sedimentation environments. The presence of such non-typical conditions for the formation of the oil-organic organic matter conditions led to the formation of a fairly rare type. Many of their unique properties (high content of paraffins, low content of resins, sulfur, trace elements, heavy isotope composition of carbon, predominance of odd alkanes C₂₀-C₃₀, high ratios of m- / o-xylenes, sum of xylenes / ethylbenzene, six-membered naphthenes to five-membered ones, etc.) were noted by many researchers.

On the territory of the Tomsk region is the bulk of the West Siberian deposits discovered in the Paleozoic deposits. Their nature was also the subject of numerous discussions and discussions. The vast majority of these deposits are located in the rocks of the indigenous Paleozoic and weathering crust. However, on closer inspection it turned out that they can be trapped in the lower and middle or even the upper Jurassic.

From the Togurian type of oil and gases, the Paleozoic type is characterized by a low Pr / Ph ratio. The distribution of n-alkanes is smoothed - there is no preponderance of even or odd homologues, as for the Bazhenov type. Despite the relatively high catagenesis in general, the content of methylthiophenes is quite significant.

Oil and gases of Paleozoic type, as well as oil and gases of Togur type unlike Bazhenov type can not be identified with any one source. The main oil-bearing rocks are probably associated with marine sediments of the Middle Devonian and Middle Carboniferous, but other rocks of the Paleozoic were able to participate in their genesis to some extent.

Regularities of changes in fluid composition and properties in Vankor field

Introduction

The Vankor oil and gas field is located in the northeast of Western Siberia (Russia). The field is multilayer and major. Oil and gas are accumulated predominantly in its Lower Cretaceous deposits. At the same time, the main pools are located in sand layers Nkh 3-4, Nkh 1 of the Nizhnekhetskaya formation (age – K1 b1-v1), layer Sd 9 of the Sukhodudinskaya formation (age – K1 v1-g1) and Yak 1-2, Yak 3-7 and vYak2-4 of the Yakovlevskaya formation (age – K1 a2-al2) at depths with not high formation temperatures (25-65°C). Such temperature conditions are rather favorable for the occurrence and development of a formation microflora that consumes and generates hydrocarbon components of crude oil with its life-sustaining activity. It results in significant changes in the composition and properties of the formation fluid depending on the degree of biodegradation. Biodegradation can be the reason for forming heavy and viscous oil pools that are much harder to develop vs. usual oils. This fact has already been discussed with regard to the Vankor field. [1]. Currently, a significant amount of experimental material on the Vankor field has been accumulated, including not only standard studies of the physical and chemical properties of wellhead and downhole fluid samples, but also detailed geochemical studies (Rock-Eval pyrolysis of oil-saturated sandstones, the same oil generated by the Yanovstanskaya formation [2]. Therefore, this case is an excellent example of the influence of secondary oil transformation processes in a pool that are evident at the level of physical and chemical properties of oil, as well as its molecular and isotopic composition.

Signs of oil biodegradation in the Vankor field

The influence of the biodegradation process in reservoir conditions on the composition and properties of oil is well-known and has been described in the examples of numerous fields. Besides, biodegradation has been studied within the framework of numerous laboratory experiments. It is a well-known fact that one of the first signs of biodegradation is the reduced content and disappearance of light n-

alkanes. Usually, they are C₃-C₁₅ n-alkanes. Specific groups of biomarkers, such as diasteranes, triaromatic steroids and porphyrins, are considered most resistant to biodegradation among the oil components that can be identified [8][9]. Performed microbiological studies have proved the presence of hydrocarbon-oxidizing microorganisms in the microflora of waters from layers Nkh 4, Sd 9 and Yak 3-7. Apart from hydrocarbon-oxidizing microorganisms, methane-producing bacteria have also been found in the composition of the formation microflora. By consuming the metabolism products of hydrocarbonoxidizing microorganisms (acetates and carbon dioxide), methanogens generate methane [5] and are one of the main reasons for forming gas caps in pools with biodegraded oils, including those in the Vankor field.

It is widely accepted that microorganisms in a formation live in water environment and the biodegradation process itself occurs at the OWC. However, formation microflora can also be found above the OWC level, therefore, there are assumptions about possible biodegradation along the whole depth of an oil pool [7]. It is expected that the residual water adsorbed by a mineral rock matrix is quite sufficient for the live-sustaining activity of microorganisms. Nonetheless, it should be taken into account that the population and activity of microorganisms in these conditions are inconsistent with their activity at the OWC level and is expected to significantly drop in a direction away from the OWC. The easiness of n-alkane utilization by microorganisms vs. other oil components is often applied to assess the level of biodegradation and is the basis for specific molecular parameters, such as $Ki = (Pr + Ph) / (nC_{17} + nC_{18})$ – isoprenoid coefficient, Pr/nC_{17} , Ph/nC_{18} [8][9]. However, the efficacy of such an approach is restricted with the complete utilization of n-alkanes by microorganisms at high-level biodegradation, which often does not allow assessing the degree of microbial changes accurately. Taking into account that formation oil is a complex mixture being predominantly composed of hydrocarbons, it can be stated that changes in its composition and properties under the influence of biodegradation are to a certain extent step-by-step and consistent and depend on the biodegradationresistance of separate component groups. Therefore, the resistance of different classes of compounds and their generalized sequence of utilization by

microorganisms [9] has become the basis of the 10point scale of biodegradation level assessment [8] that allows ranking not only oils with not high microbial activity level, but also severely biodegraded oils. The degree of oil biodegradation in the Vankor field determined in such a way changes within a relatively wide range and corresponds to 0-7 levels. Oils from Nkh 3-4, Nkh 1, Sd 9, Yak 1-2, Yak 3-7 and vYak2-4 are significantly different in terms of the biodegradation degree. Figure1 shows typical chromatograms for oils from the pools of different formations and some characteristics of degased oil samples. At the same time, the deepest layers, Nkh 3-4 and Nkh 1, comprise both oils with heavy biodegradation (level 3) and oils that have been practically not been affected by biodegradation processes. This becomes evident from the drastically different chromatograms (figure 1) and the presence or absence of a range of n-alkanes. However, the chromatograms for samples from less deep-lying layers of the Yakovlevskaya formation (Yak and vYak) are characterized by the complete absence of normal- and isomeric-structure alkanes. In comparison with oils from other formations, the chromatograms show the prevalence of a hump or unresolved complex mixture (UCM). Nonetheless, the oils of the Yakovlevskaya formation itself reveal significant differences. The oils from its upper part (vYak) practically do not have the peaks of individual components at all, whereas, the hump itself becomes “balder” vs. other oils from the Yak layers. As for all oils from the Vankor field under study, special attention should be paid to oils from the vYak layers that demonstrate the highest level of biodegradation. These samples lack not only the easiest to utilize components, such as n- and iso-alkanes, but also components being more biodegradation-resistant, i.e. alkyl-cyclohexanes, alkylbenzenes, naphthalene and alkyl-naphthalenes, phenanthrene and alkyl-phenanthrenes, dibenzothiophene and methyl-dibenzothiophenes. Besides, this severe biodegradation leads to the distorted distribution of hopanes. Earlier, biodegradation of hopanes in Russia’s oils from the Timan-Pechora and Volga-Ural regions, the Pre-Caucasian region and Sakhalin, as well as in Cenomanian oil pools in Western Siberia has already been mentioned in a range of publications [1] . Hopanes are rather resistant to the impact of microorganisms, whereas their disappearance from

the composition of oils depending on the mechanism usually complies with biodegradation of the 7th or 9th rank [8]. Biodegradation in Vankor field oils follows the demethylation route with the generation of 25-norhopanes, therefore they are revealed in the composition of vYak oils on the basis of the m/z 177 characteristic ion, and the level of biodegradation is considered equal to 7. Besides, no significant changes have been found in the composition of steranes, which testifies the fact that the degree of biodegradation is not higher than 7.

Consequence of biodegradation effect on the composition and properties of Vankor field fluids

Indubitably, all changes in the composition of oils resulting from biodegradation lead to changes in their physical and chemical properties. As it can be seen from, the lightest oils with the lowest viscosity, low sulfur content, the highest production of light ends, high content of parafins and lower content of resins are found in layers Nkh 1 and Nkh 3-4. As the depth of the pools drops and the level of biodegradation resulting from utilization of the lightest ends in the oil composition grows, the composition and properties change to heavier. The least deep pools of the vYak layers where formation temperatures are about 25 °C contain oil that is characterized by the complete absence of fractions boiling off under 200 °C. The density of oil from the vYak layers, on average, makes 925.6 kg/m³, whereas, its viscosity reaches the values of 415 cP. These oils have the highest contents of resins (up to 15 %), but they do not stand out from other samples under study in terms of the amount of asphaltenes. As for the oils from the Yakovlevskaya formation under consideration, there is one sample from well 164 (layer Yak 3-7, sampling depth - 1,594.5 m) that stands out in terms of a range of physical and chemical characteristics. In comparison with other oils from the Yakovlevskaya formation, this oil is characterized by significantly lower density and viscosity, lower sulfur content and higher content of parafins, as well as a lower biodegradation level. Its presence cannot be explained with a crossflow or inappropriate formation tests. The presence of so strongly different oil in Yak 3-7 can be explained by the occurrence of zones

having a worsened hydrodynamic connection with the main part of the pool and the OWC area in Yak 3-7.

In addition to the studies of physical and chemical properties and molecular composition, the following were also analyzed- the isotopic composition of oil carbon, extracts from oil-saturated rocks and fractions of saturated, aromatic hydrocarbons, resins and asphaltenes derived from them (figure 4).

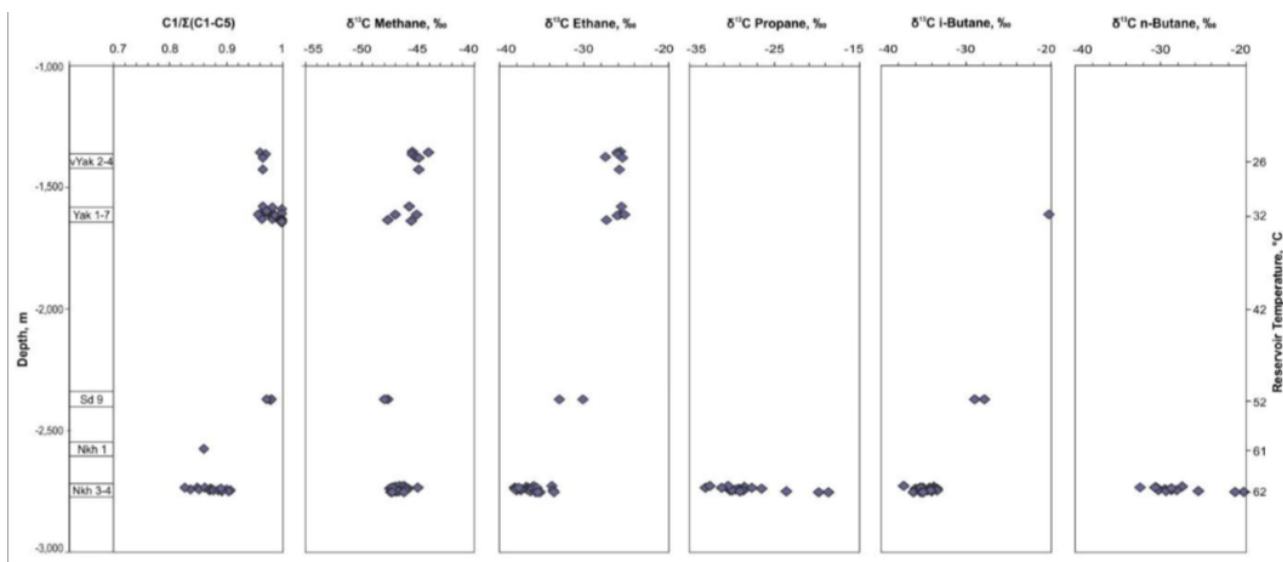


Figure 4. Changes in the component and isotopic composition of gases dissolved in oils from different layers of the Vankor field.

The figure shows that as the degree of biodegradation grows from layer Nkh 3-4 to the Yak and vYak layers, the strongest weighting of the isotopic composition of carbon occurs in saturated hydrocarbon fractions. It is quite logical and expectable, as saturated hydrocarbons are most prone to biodegradation. Taking into account the sufficiently high level of biodegradation in Yakovlevskaya formation oils vs. oils from the Nkh layers where many aromatic hydrocarbons (naphthalenes, phenanthrenes, etc.) and some heteroatomic compounds (dibenzothiophenes, etc.) are impacted, it is also possible to state that the heavier isotopic composition of the carbon in the fractions of aromatic hydrocarbons and resins is quite explainable. The differences in the isotopic composition of carbon in asphaltenes derived from the oils and extracts of various layers are insignificant. However, it is not clear enough whether this slight difference is the consequence of a biodegradation effect or it is initially implied in the composition of original fluids. It can result from both the step-

by-step formation of the pools (portions of oil belonging to different generation stages) and an insignificant distortion in the process of secondary migration (influence of the oil travel path length).

The composition of solution gas experiences significant changes too, and these changes are evident not only at the level of the component composition, but can also be detected in the isotopic composition of carbon (figure 4). The gas from the upper beds with the most significantly biodegraded oil (Sd 9, Yak 1-7, vYak 2-4) is methane-containing. Its share vs. other homologous compounds is 0.96-0.99. Unfortunately, it is impossible to determine the influence of biodegradation and methanogenesis on $\delta^{13}\text{C}$ methane values at this stage, as the Vankor field does not comprise pools that are not influenced by secondary transformations, the $\delta^{13}\text{C}$ methane values of which could be used as the reference characteristic of the initial fluid filling in the traps. Even the methane from the least biodegraded pool in Nkh 3-4 practically does not differ from the upper pools with a higher biodegradation rank in terms of its isotopic composition. Besides, there are no significant changes in the isotopic composition of methane carbon from layer to layer. The values of $\delta^{13}\text{C}$ methane – both dissolved in the oil rim and methane from the gas caps of the pools – vary within -48...-44 ‰. Such values are quite typical for both thermogenic methane and secondary microbial methane. On the other hand, it is necessary to take into account the experience of geochemical studies [8] for the oil fields of the southeastern part of Western Siberia (Tomsk Oblast). Several fields were formed there due to generation of the Bazhenov formation, being the age and facies analog to the Yanovstanskaya formation, a source rock generating oil at the Vankor field [2]. The methane carbon in the nonbiodegraded oil pools from these fields is isotopically lighter (-52...-57 ‰). It is quite possible that the methane of the initial fluid filling in traps in the Vankor field could have a similar isotopic carbon composition before being distorted by biodegradation and methanogenesis.

The isotopic composition of ethane carbon consistently becomes heavier from the bottom to the top of the section: from -38 ‰ in Nkh 3-4 to -25 ‰ in the Yakovlevskaya formation layers. A more significant weighting is relevant to iso-

butane: from -37 ‰ in Nkh 3-4 to -20 ‰ in Yak 3-7 (due to the low iso-butane content, this evaluation is performed only for one gas sample from the Yakovlevskaya formation). Because of the low content of propane and n-butane in the gases of heavily biodegraded fluids, isotopic assessments for these components are mainly performed only for gases from a deeperlying layer, Nkh 3-4. The wide dispersion of the methane content, 0.84-0.92, in gas from Nkh 3-4 and the significant range of changes in the isotopic composition of propane (-35...-18 ‰) and iso-butane carbon (-36... -20 ‰) testify the fact of active biodegradation processes in dissolved gaseous components. Really, if the isoprenoid coefficient is used as a biodegradation criterion for oil from Nkh 3-4 and compare it with the share of solution hydrocarbon gases in formation oil (based on the results of downhole sample studies), it can be seen that there is a good correlation between the decreasing propane and n-butane content and the growing share of pristane and phytane vs. alkanes (growing isoprenoid coefficient). Consequently, the solution gas itself becomes leaner, which is evident from the growing $C_1 / (C_1 + C_5)$ values. In addition, there is a slight trend towards the decrease in the iso-butane content with biodegradation, which probably testifies to its insignificant biodegradation. It is noteworthy that there is a clear connection between the decreasing content of propane and n-butane in formation oil and the isotopic composition of carbon in these components. Some researchers [9] have demonstrated the selective utilization of propane vs. other homologous compounds, which results in changes to the isotopic composition of carbon only in propane without affecting other components. Layer Nkh 3-4 is characterized by the synchronous consumption of both propane and n-butane by microorganisms, which is testified by the relationship of their isotopic compositions. Besides, the relationship between the parameters of oil and gas dissolved in it reflecting the proportion between the content of branched and normal alkanes testifies the synchronous utilization of low-molecular and heavier compounds by microorganisms, which is somewhat out of keeping with the generally accepted viewpoint about the easier biodegradation of lighter compounds. The reason for the weighting of the isotopic composition of carbon in gaseous components with

biodegradation is rather obvious. As the bonding strength of ^{12}C - ^{12}C is lower vs. ^{12}C - ^{13}C , the metabolism products of bacteria utilizing hydrocarbons are expected to be enriched with a lighter carbon isotope. Consequently, methanogens, ethanogens and propanogens using these products will generate isotopically light methane, ethane and propane. In other words, biogenic (newly formed) gases cannot be isotopically heavier than initial oil. On the other hand, microbiological degradation is relevant not only to liquid oil compounds, but also gases dissolved in it. In this case, molecules with ^{12}C - ^{12}C bonds will also be primarily utilized in them, whereas the remaining gas will be enriched with heavy carbon. It has been found that the isotopically heaviest propane in Nkh 3-4 in a sample is from the near-OWC area (well .184). In this sample, it was detected that $\delta^{13}\text{C}$ propane is equal to -18.6 ‰, and the authors have obtained the value of -2.6 ‰. Apparently, the deeper degradation of $\delta^{13}\text{C}$ propane can have a positive influence (over zero). Obviously, the speed of biochemical gas utilization drops in the following order: propane, n-butane, iso-butane, ethane. Consequently, the residual accumulation of isotopically heavy molecules in gases will grow in a reverse order: from ethane to propane.

Conclusion

Oil fluids from Nkh 3-4, Nkh 1, Sd 9, Yak 3-7 and vYak significantly differ from each other in terms of their physical and chemical properties, gas saturation level, molecular and isotopic composition. As oils from different layers have the same origins (generated by the organic matter of the Yanovstanskaya formation at close catagenesis stages), the differences revealed are the consequences of secondary transformations in a pool, and namely – biodegradation. The value of oil biodegradation in the pools of different layers varies from 0 to 7 on a 10-point scale. The deepest layers, Nkh 3-4 and Nkh 1, where reservoir conditions do not contribute to high microflora activity, comprises zones where non-biodegraded and slightly biodegraded oils (the value of biodegradation making 0-3) are spread. The most biodegraded oil samples under study are those from the vYak layers (the biodegradation rank being 6-7). These samples lack not only the easiest to utilize components, such as n- and iso-alkanes, but also components being more

biodegradation-resistant, i.e. alkyl-cyclohexanes, alkylbenzenes, naphthalene and alkyl-naphthalenes, phenanthrene and alkyl-phenanthrenes, dibenzothiophene and methyl-dibenzothiophenes. Besides, such severe biodegradation leads to the distorted initial distribution of hopanes. The influence of biodegradation processes is reflected in changes to the component and isotopic composition, as well as properties of reservoir oils due to the step-by-step utilization of primarily light components from propane to nC_{18} . Thus, the evaluation of the biodegradation level based on the study of degassed oil samples and extracts from oil-saturated core allows predicting the composition and properties of reservoir oil. Another equally important process of secondary transformation occurring in the pools is methanogenesis that resulted in the formation of gas caps in the Vankor field pools.

References

- [1] Goncharov I V, Oblasov N V, Samoilenko V V, Fadeeva S V 2009 Biodegradation impact on molecular parameters by the example of oils in the Krasnodar Territory, Western Siberia and Sakhalin. Materials of the VII International Conference OIL AND GAS CHEMISTRY (Tomsk: Publishing House of the Institute of Atmospheric Optics, Russian Academy of Sciences, Siberian Branch) 221-5
- [2] Goncharov I V, Oblasov N V, Samoilenko V V, Krinin V A and Oshmarin R A 2011 Nature of oils of the Vankor field area Oil and Gas Industry 3 12-6
- [3] Goncharov I V, Oblasov N V, Samoilenko V V, Smetanin A V, and Zhurova E L 2012 Using geochemical studies for reserves calculation and developing oil-gas condensate fields Nedropolzovanie XXI Vek 5 50-5
- [4] Goncharov I V, Samoilenko V V, Oshmarin R A and Zimin S V 2012 Gas-oil ration in pools with a gas cap (by the example of layer Nkh 3-4 of the Vankor field) Gorny Zhurnal 11 71-3
- [5] Goncharov I V, Oblasov N V, Samoilenko V V, Veklich M A and Fadeeva S V 2013 Biodegradation impact on the isotopic composition of carbon in gases by the examples of oils from the east of Western Siberia Materials of the 20th

Symposium on Isotope Geochemistry named after Academician A.P. Vinogradov (GEOKhI, November 12-14, 2013) (Moscow: Akvarel) pp 110-113

[6] Peters K E and Moldowan J M 1993 The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. (NJ, Englewood Cliffs: Prentice Hall) 363 p

[7] Goncharov I V 1987 Geochemistry of oils in Western Siberia (Moscow: Nedra) 181

[8] Goncharov I V, Korobochkina V G, Oblasov N V and Samoilenko V V 2005 Nature of hydrocarbon gases in the southeast of Western Siberia Geochemistry International 43 810-15